UNIVERSITÀ DI PADOVA
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA IN
INGEGNERIA ELETTROTECNICA

TESI DI LAUREA

CRITERI E SOLUZIONI PER SODDISFARE LE NUOVE ESIGENZE DI EFFICIENZA ENERGETICA E SOSTENIBILITÁ AMBIENTALE IN AMBITO INDUSTRIALE

RELATORE: Prof. Roberto Turri

TUTOR AZIENDALE: Ing. Franco Cenghialta

LAUREANDO: Alessandro Zausa

Anno Accademico 2010 – 2011

INDICE

SOMMARIO

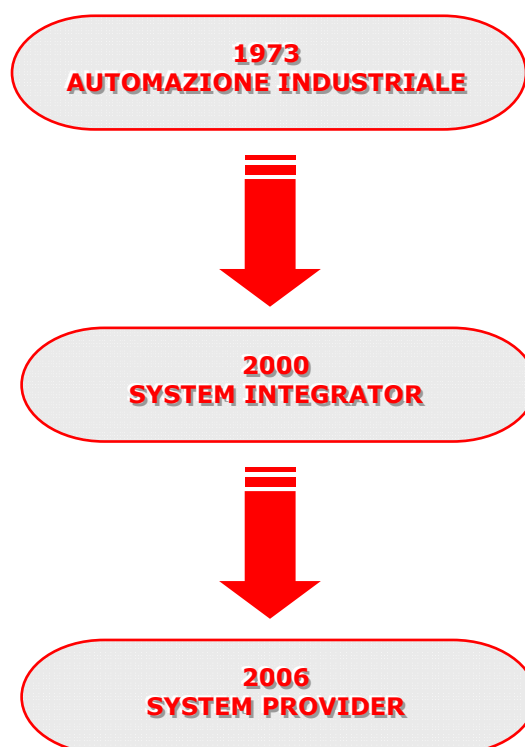
Negli ultimi decenni la “gestione dell’energia” ha assunto un peso sempre maggiore per l’industria italiana. Con questa espressione ci si riferisce a tutta una serie di meccanismi e valutazioni economiche, gestionali, strategiche, burocratiche che oggi sono richieste all’industria.
Da una parte i combustibili fossili hanno prezzi sempre crescenti che pesano notevolmente fra i costi dell’azienda, dall’altra le recenti normative in materia di tutela ambientale impongono un limite (ma la tendenza è verso una riduzione) alle emissioni inquinanti derivanti dalle centrali termoelettriche.
In un contesto di questo tipo l’industria si trova fra l’esigenza propria di un incremento della produzione, l’abbattimento dei costi energetici ed il rispetto degli adempimenti normativi.
Il presente studio di tesi offre un contributo concreto, attraverso un’analisi dettagliata delle tecnologie disponibili nell’ambito delle apparecchiature elettriche ed elettroniche di potenza e di automazione, al fine di individuare soluzioni di risparmio energetico attraverso modifiche degli impianti esistenti o costruzione di nuovi impianti in grado di garantire una maggiore efficienza energetica. Questi margini di risparmio energetico appaiono, anche in prima approssimazione, così ampi, da essere non solo vantaggiosi, ma tali da finanziare, in pochi anni, a fronte di un risparmio concreto sul combustibile, le modifiche intraprese a carico dell’impianto, senza considerare i benefici ottenibili dalla riduzione delle emissioni di gas climalteranti.
La presente tesi, partendo dall’analisi dell’impatto dell’industria sulle emissioni in atmosfera, dopo una introduzione agli obblighi normativi imposti dalle recenti normative sul controllo delle emissioni industriali, descrive varie tecnologie utilizzabili per incrementare l’efficienza energetica industriale, cioè ridurre il fabbisogno energetico senza penalizzare la produzione o la qualità, riducendo la spesa energetica e l’impatto ambientale. Infine viene esposta un’analisi dei risparmi ottenibili ammodernando un impianto esistente.

CAPITOLO 1

R.B.F. s.r.l.

Fig. 1.1.1 – Sede aziendale - Viale della Scienza 22 – 36100 - Vicenza

1.1 STORIA DELL'AZIENDA

R.B.F. è una società fondata nel 1973 da un gruppo di persone staccatosi dalla ISE di Alte Montecchio di Vicenza , nota società a quel tempo nel campo dell'elettronica di potenza e di automazione di impianti e processi industriali, con la mission della costruzione di convertitori AC/DC, convertitori AC/AC e apparecchiature elettriche ed elettroniche per il comando e il controllo di macchine e impianti industriali.
Con il passare del tempo e la costruzione di convertitori da parte di grandi multinazionali R.B.F. si trasforma in Sistem Integrator per poi recentemente passare a System Provider per i seguenti principali settori industriali: siderurgico, metallurgico, gomma e materie plastiche, vetro, cemento, petrolchimico.

1.2 L'AZIENDA R.B.F.

R.B.F. ha uno staff di 35 persone dedicate esclusivamente al core business della sua mission e cioè:

- ingegneria;
- software;
- collaudi;
- assistenza.

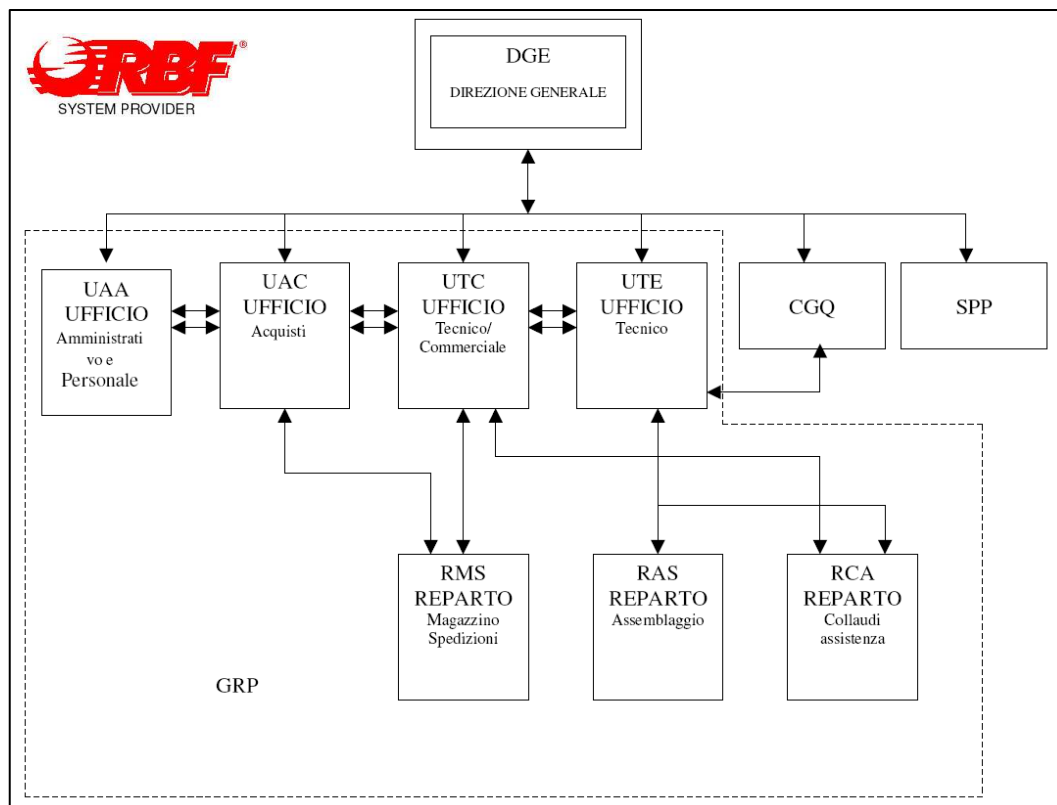



Fig. 1.2.1 – Organigramma aziendale

Si avvale, attraverso accordi e compartecipazioni, di aziende esterne per quanto riguarda:

- disegno a CAD;
- assemblaggi;
- montaggio sul campo.

Ha raggiunto condizioni di partnership con alcune grandi multinazionali e con aziende specialistiche per:

- forniture di prodotti;
- forniture chiavi in mano di grandi impianti.

Inoltre per garantire la propria clientela a riguardo della qualità dei prodotti forniti R.B.F. ha certificato il sistema di qualità interno secondo la norma ISO 9001 : 2008.

I principali prodotti trattati nell'ambito delle forniture sono:

- apparecchiature elettriche ed elettroniche di potenza in B.T. e M.T.;
- apparecchiature di automazione;
- motori elettrici C.C.;
- motori elettrici C.A. in B.T. e M.T.;
- motori speciali;
- trasformatori.

Fig. 1.2.2 – Esempio di fornitura in B.T.

L'esperienza applicativa che l'azienda ha sviluppato negli anni si può comprendere dalla Tab. 1.2.1, in cui sono riassunte le principali macchine ed impianti sviluppati.

AREA	ATTIVITÁ	MACCHINE	IMPIANTI
FERRO & ACCIAIO	*Produzione Lavorazione*	*Forni - Colate Continue Laminatoi – Trafile Cordatrici*	• *Estrazione & Abbattimento Fumi* • *Trattamento Acque* • *Stampaggio a Caldo* • *Linee di Processo*
METALLI NON FERROSI	*Produzione Lavorazione*	*Forni - Colate Continue Laminatoi - Trafile Cordatrici*	• *Estrazione & Abbattimento Fumi* • *Trattamento Acque* • *Linee per Cavi*
GOMMA & PLASTICA	*Produzione Lavorazione*	*Macinatori Mescolatori Laminatoi Estrusori – Calandre*	• *Trattamento Preliminare Gomma* • *Lavorazione Materie Plastiche* • *Linee di Polimerizzazione*
CERAMICA CEMENTO & CARBONE	*Produzione Lavorazione*	*Frantoi – Mulini Polverizzatori – Vagli Miscelatori Granulatori Centrifughe Convogliatori*	• *Trattamento Sabbie & Ghiaie* • *Trattamento Carbone*
PETROLCHIMICO	*Raffinazione Derivazioni Trasporto Estrazione*	*Compressori – Pompe Ventilatori Mescolatori Convogliatori Perforatori*	• *Stazioni di Compressione* • *Stazioni di Pompaggio* • *Sistemi di Perforazione*
ACQUE & RIFIUTI	*Trattamento*	*Pompe – Frantumatori Polverizzatori*	• *Linee di Pompaggio* • *Linee di Sollevamento* • *Linee di Separazione & Trasformazione*

Tab. 1.2.1 – Principali macchine ed impianti sviluppati

In particolar modo è possibile osservare, dalla Fig. 1.2.3, il know-how storico dell'azienda, basato soprattutto sulle aree ferro e acciaio, metalli, gomma e plastica. Al contrario, nella Fig. 1.2.4, vengono evidenziate le aree di mercato che rappresentano le nuove sfide per il futuro.

Fig. 1.2.3 – Know-how storico

Fig. 1.2.4 – Le nuove sfide

Tutto ciò ha fatto sì che l'azienda R.B.F. sia presente in quasi 50 paesi del mondo con più di 500 impianti realizzati.

Fig. 1.2.5 – Paesi in cui R.B.F. è presente

CAPITOLO 2

EMISSIONI INQUINANTI

2.1 LO STATO DELL'AMBIENTE

La maggior parte degli scienziati, oggi, pare ormai che converga sulla convinzione che l'incremento dell'effetto serra che si sta riscontrando negli ultimi decenni, sia dovuto ad un incremento, nell'atmosfera, della concentrazione di alcuni gas, fra i quali il più monitorato è senza dubbio l'anidride carbonica (CO_2). Tale incremento è stato la conseguenza di un notevole sviluppo che si è verificato negli ultimi decenni, che ha innescato un processo secondo il quale la richiesta di energia per i trasporti, l'industria ed il settore civile è sempre in aumento.

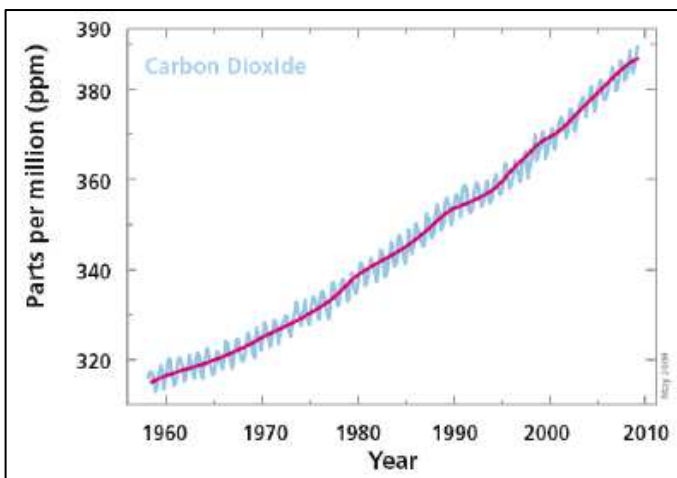



Fig. 2.1.1 – Concentrazione di CO_2 in atm. (ppmv)

Se da parte di alcuni si riscontra la preoccupazione per l'innalzamento della temperatura media del pianeta, conseguenza dell'incremento dell'effetto serra, dal quale discendono lo scioglimento dei ghiacciai, variazioni climatiche ecc..; da parte di altri la preoccupazione è rivolta principalmente alla troppo stretta dipendenza dell'Occidente da combustibili fossili, prossimi ad un esaurimento, o comunque proprietà quasi esclusiva di paesi arabi, con i quali i rapporti economici non erano del tutto semplici anche prima di tristi attentati terroristici.

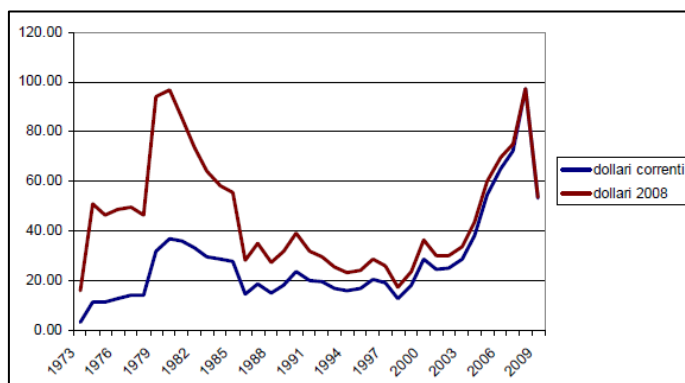



Fig. 2.1.2 – Prezzi del petrolio. Anni 1970-2009 (US$/barile)

Entrambe le parti hanno pertanto concordato che la strategia migliore, più immediata, da intraprendere per arginare sia il problema ambientale che quello dello sfruttamento delle risorse, sia quella di contenere i consumi dei combustibili al fine di ridurre le emissioni.

Dopo un iter che ha coinvolto numerosi paesi e che si è protratto per alcuni anni, si è giunti alla redazione di un documento, il Protocollo di Kyoto, dal quale sono discese anche azioni aventi carattere legislativo.
Il Protocollo di Kyoto sui cambiamenti climatici è un accordo internazionale redatto ed approvato nel corso della Convenzione Quadro sui Cambiamenti climatici tenutasi in Giappone nel 1997 che stabilisce precisi obiettivi per i tagli delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra, del riscaldamento del pianeta, da parte dei Paesi. Nel Protocollo sono indicati, per i paesi dell'Allegato I, gli impegni di riduzione e di limitazione quantificata delle emissioni di gas serra (anidride carbonica, gas metano, protossido di azoto, esafloruro di zolfo, idrofluorocarburi e perfluorocarburi).

PARTE	Quantificazione degli impegni di limitazione o di riduzione delle emissioni
Canada	*94*
Francia	*92*
Germania	*92*
Italia	***92***
Regno Unito di Gran Bretagna e dell'Irlanda del Nord	*92*
Spagna	*92*
Stati Uniti d'America	*94*

Tab. 2.1.1 – Estratto Annesso B (Protocollo di Kyoto, 1997)

I dati riportati nella Tabella 2.1.1 si leggono in questo modo: L'E.U. deve ridurre le emissioni di una percentuale pari all'8% rispetto ai livelli del 1990 (livello di produzione 1990 = 100; livello di emissione nel periodo 2008-2012: la differenza in termini percentuali ovvero 100-92 = 8%).
Nella precedente tabella sono riportati, per brevità, solo i dati che interessano alcuni tra i paesi più sviluppati europei e extraeuropei.
Il nostro Paese appartiene al gruppo delle Nazioni incluse nell'Annesso B del Protocollo di Kyoto (1997). L'obiettivo di riduzione dei gas serra indicato nel suddetto Protocollo è fissato ad una percentuale dell'8% (ovvero la stessa percentuale indicata per tutti i Paesi appartenenti all'Unione Europea).

In sede comunitaria, nel Giugno 1998, sono state stabilite le percentuali di riduzione a carico dei diversi Paesi. Per l'Italia, è stata fissata una percentuale del 6.5%, che corrisponde all'obiettivo di 483,3 Mton di CO_2 equivalenti di emissioni annue, in quanto le emissioni italiane nel 1990 risultavano pari a 516,9 Mton CO_2 eq.

Quindi per diminuire i costi, introdurre innovazione, abbassare i consumi e dunque anche le emissioni, l'efficienza energetica è lo strumento decisamente più importante.
Le tecnologie dell'energia si configurano oggi come un punto di riferimento per un mondo in cui l'innovazione assume un ruolo sempre maggiore per la creazione di benessere. La sostenibilità dello sviluppo è diventato un tema che associa all'esigenza della salvaguardia del pianeta quella della crescita. Il cambiamento tecnologico è il tramite attraverso il quale si possono contenere le emissioni di CO_2 ed allo stesso tempo spingere con la forza necessaria ad una maggiore efficienza energetica.

2.2 CONSUMI ENERGETICI ED EMISSIONI IN ITALIA

I dati del 2007 sui consumi energetici italiani forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico rilevano, contrariamente alle previsioni di crescita dello stesso Ministero, la tendenza al calo dei consumi energetici complessivi, come si può vedere nella figura 2.2.1. Sembrerebbe, quindi, che le prime avvisaglie della crisi economica in Italia, probabilmente a causa della competizione internazionale dei paesi emergenti e dell'aumento dei prezzi delle materie prime, siano emerse molto prima dell'esplodere globale della crisi finanziaria in corso. Quindi, considerando il crollo della domanda mondiale di energia post crisi finanziaria, che i comportamenti riproduttivi degli italiani determineranno comunque una stabilizzazione della popolazione italiana nonostante gli intensi flussi migratori degli anni scorsi, come previsto dallo scenario Istat, e che il sistema industriale ed economico mostra da alcuni anni una tendenza alla saturazione della capacità produttiva, è facile prevedere il permanere della tendenza alla decrescita anche dopo il 2007 e nei prossimi anni. Potremmo cioè aver vissuto in diretta al picco dei consumi energetici italiano, anche perché eventuali scenari di ripresa economica e della domanda energetica rischiano di essere tarpati sul nascere da una nuova impennata dei prezzi del barile.

Fig. 2.2.1 - Evoluzione Consumo Interno Lordo Energia in Italia

Conseguenza diretta di questa situazione è chiaramente anche la tendenza alla riduzione delle emissioni di gas serra, come si può facilmente evincere dalla figura 2.2.2 che riporta sinteticamente i valori di tali emissioni comunicati annualmente dall'ISPRA (ex APAT) alla Commissione Europea nell'ambito dei meccanismi di applicazione del Protocollo di Kyoto. Le emissioni di CO_2 equivalente sono passate da 577,94 Mton. del 2005 a 567,92 Mton. del 2006, con un calo di circa l'1,8% e, ipotizzando per i motivi citati in precedenza, cautelativamente un analogo trend per gli anni successivi, potremmo avere a fine 2009 un valore emissivo di circa 545 Mton.

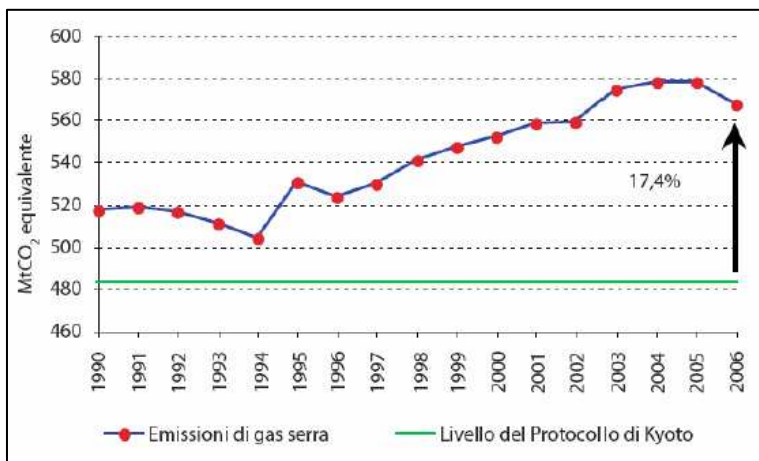



Fig. 2.2.2 - Grafico delle emissioni di gas serra in Italia – Fonte ISPRA

Questo fatto dimostra in maniera concreta il potente ruolo della decrescita economica nel limitare l'impatto delle attività umane sull'ambiente.

Naturalmente, anche la tecnologia può dare un contributo importante alla riduzione delle emissioni.

Analizzando nel dettaglio l'evoluzione dei consumi energetici degli ultimi tre anni, osserviamo che il Consumo Interno Lordo di energia è passato dai 197,776 Mtep del 2005 ai 194,2 Mtep del 2007, con un calo di ben 1,81%, ma dalla sua scomposizione ricaviamo che, mentre aumentano i consumi di carbone (+1,02%) e rinnovabili (+5,87%), diminuiscono quelli di petrolio (3,27%) e di gas naturale (1,58%), e cala il saldo tra importazioni ed esportazioni di energia elettrica (5,84%). Passando all'analisi dei consumi finali di energia, che si ottengono dal Consumo Interno Lordo sottraendo i consumi e perdite del settore energetico, osserviamo un'analoga e più accentuata tendenza alla riduzione, dai 146,591 Mtep del 2005 ai 143,211 Mtep (2,31%), ma i tre settori di consumo principali mostrano comportamenti diversi: i consumi dell'industria calano del 3,15% e quelli del settore civile calano del 7,91%, mentre, in controtendenza, i consumi dei trasporti

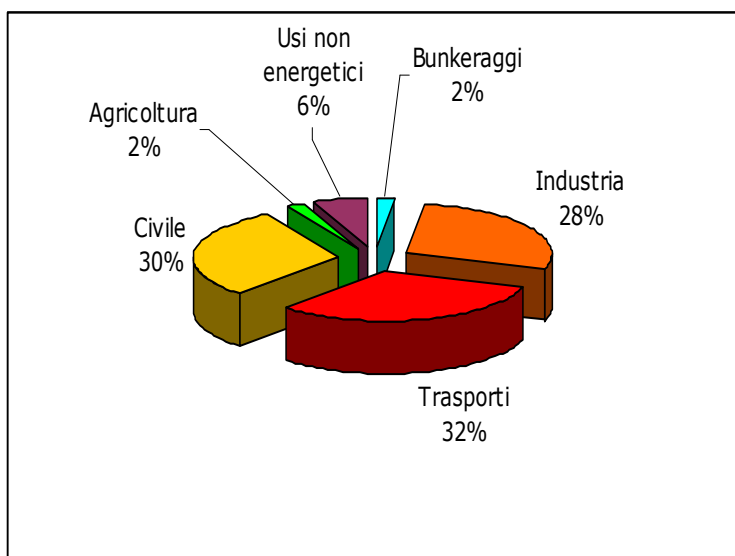



Fig. 2.2.3 - Usi Finali Energia 2007

crescono del 2,2%, a dimostrazione che, nel periodo considerato, la dinamica dei prezzi petroliferi ha inciso solo marginalmente nel calo dei consumi energetici complessivi. Anche la ripartizione percentuale dei consumi finali per settore registra il sorpasso dei trasporti (31,37%) rispetto a civile (30,26%) e industria (27,71%).
La dipendenza dal petrolio dei trasporti italiani è arrivata al 96,6% e i consumi finali di petrolio sono assorbiti per il 62,8% dai trasporti, con una tendenza alla crescita determinata dalla progressiva riduzione di questo combustibile fossile nelle centrali termoelettriche.
I Consumi e perdite del settore energetico sono circa il 25% del Consumo Interno Lordo e sono localizzati prevalentemente, per circa l'84%, nel settore elettrico. Il peso di quest'ultimo nel sistema energetico italiano ha superato nel 2006 il 35% del consumo totale di energia.

2.3 EMISSIONI: LO SCENARIO TENDENZIALE

Nelle analisi di scenario di medio-lungo periodo il rilievo dello scenario di riferimento sta soprattutto nel fatto che esso costituisce la traiettoria rispetto alla quale si confrontano gli scenari "di intervento". Lo scenario tendenziale ha inoltre molto rilievo nella definizione delle politiche, in quanto scenario "di riferimento" sulla base del quale queste sono calibrate.

Lo scenario utilizzato dall'ENEA come riferimento nel 2008 (pubblicato in Analisi e Scenari 2007) non scontava ancora la profonda revisione al ribasso di tutte le stime di crescita per gli anni 2008-2010. La figura 2.3.1 mostra in primo luogo il risultato dell'aggiornamento delle ipotesi di crescita economica alla luce della profonda recessione innescata dalla crisi finanziaria globale, senza precedenti nel dopoguerra. Lo scenario di riferimento include ora un'ipotesi di crescita economica media leggermente negativa per l'intero periodo 2008-2012, con una significativa riduzione del valore aggiunto industriale. Dopo il 2012, lo scenario di riferimento rivisto torna a utilizzare le ipotesi di crescita simili a quelle dello scenario precedente, con una crescita media annua dell'1,5% circa (si tratta di stime piuttosto conservative, coerenti con le tendenze settoriali degli ultimi due decenni, che adottano una "visione prudente", basata sulla considerazione che negli ultimi due decenni l'Italia è cresciuta sempre meno della media europea). Il principale elemento di rilievo dello scenario di riferimento aggiornato al 2009 riguarda l'impatto che la crisi economica può avere sulle emissioni del sistema energetico italiano: il semplice aggiornamento della crescita economica per il periodo 2008-2012 determina un abbassamento dell'intera curva delle emissioni tendenziali di CO_2 (vedi di nuovo figura 2.3.1).
Una possibile conseguenza di rilievo dell'abbassamento della curva delle emissioni tendenziali è però che all'orizzonte 2020 si riduce la distanza di queste rispetto agli obiettivi europei di riduzione, per un valore pari a poco più di 20 Mt di CO_2: dalle

492 Mt del 2005, lo scenario di riferimento 2008 prevede per il 2020 una crescita del 6,5%, lo scenario aggiornato una riduzione di quasi il 5%, e il gap rispetto all'obiettivo si riduce ampiamente al di sotto delle 100 Mt di CO_2. Se si considera che lo scenario del sistema energetico europeo considerato "auspicabile" dalla Commissione UE (lo scenario "NSAT-CDM corretto") prevede per gli stati membri un ampio ricorso ai crediti di emissione derivanti dall'uso dei meccanismi flessibili di Kyoto, che nel caso dell'Italia arrivano fino a un valore di 69 Mt di crediti da CDM, risulta chiaro come il nuovo quadro possa presentare il "rischio" di ridurre la pressione per un impegno nazionale verso un'accelerazione tecnologica.

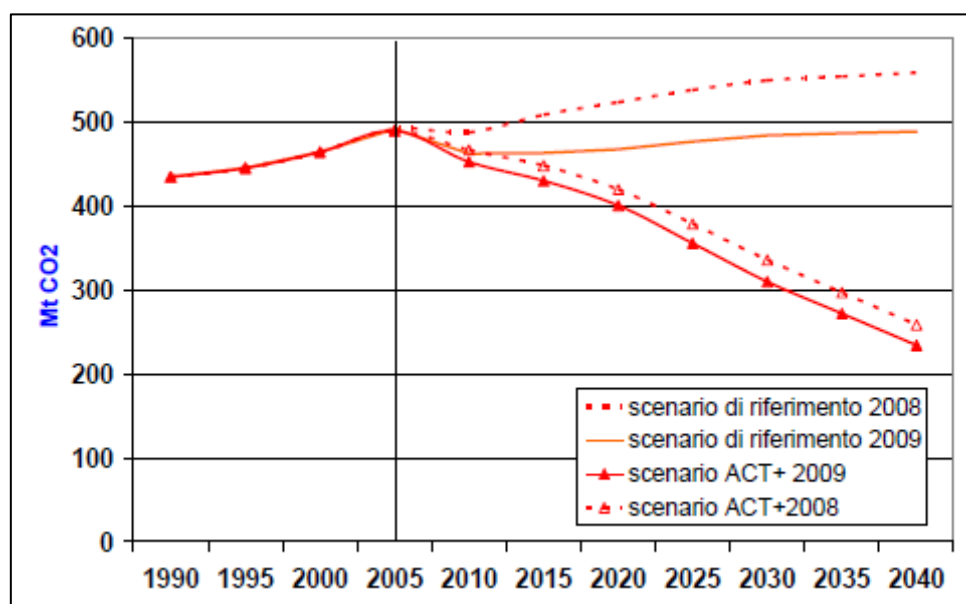



Fig. 2.3.1 – Emissioni di anidride carbonica nello scenario di riferimento 2008 e nella revisione 2009 (Mt CO_2)

2.4 LE OPZIONI TECNOLOGICHE PER VINCERE LA SFIDA ENERGETICA

Le proiezioni sui consumi energetici e le relative emissioni di CO_2 confermano la centralità di un'accelerazione tecnologica, senza la quale è di fatto impossibile raggiungere concreti risultati in materia di contenimento delle emissioni. I dati confermano inoltre che la parte maggiore e più realizzabile di questi risultati dipende dall'impegno sull'efficienza energetica. Va ricordato che l'efficienza energetica può essere raggiunta con le tecnologie disponibili già oggi. Essa è inoltre decisiva non solo per il controllo delle emissioni ma anche per ridurre i costi ed aumentare la competitività industriale. Una valutazione più puntuale degli interventi per la riduzione delle emissioni si ricava dall'indicatore rappresentato dal costo per ogni unità di abbattimento della CO_2. Le curve di costo di abbattimento delle emissioni hanno avuto di recente una rinnovata attenzione, dimostrata da lavori di analisi come quelli relativi alle curve di costo di abbattimento a livello globale contenute nell'ultimo rapporto di valutazione dell'IPCC (2007) e le curve di costo elaborate dalla McKinsey sia a livello globale che per alcuni singoli paesi (2007,

2008, 2009), tra i quali l'Italia, in collaborazione con numerose società e organizzazioni del settore (per l'Italia, l'ENEL). Le curve di abbattimento elaborate dall'ufficio studi dell'ENEA per il sistema energetico italiano mediante il modello Markal-Italia sono la prima valutazione di questo genere condotta per il nostro paese mediante una cosiddetta analisi "di sistema".

Gruppi di tecnologie	*Contributo alla riduzione di CO_2 (%)*		*Costo di mitigazione (€/ton)*	
	2020	2030-2040	2020	2040
Usi finali dell'energia				
Efficienza energetica edifici (residenziale e terziario)	*>20%*	*>15%*	*<0*	*<0*
Efficienza energetica nell'industria	*>10%*	*<5%*	*<0*	*<0*
Efficienza del parco veicoli e cambiamento modale nel trasporto passeggeri e merci	*<20%*	*>10%*	*<0*	*<0*
Biocombustibili	*<10%*	*≈10%*	*≈100*	*≈100*
Solare termico e altre rinnovabili per usi termici	*≈5%*	*≈5%*	*<100*	*<0*
Settore energetico				
Incremento efficienza del parco termoelettrico	*≈10%*	*≈10%*	*0-20*	*≈100*
Generazione da fossili con cattura e confinamento della CO_2	*0%-2%*	*>10%*	*≈50*	*≈50*
Nucleare di III generazione	*0%-7%*	*>10%*	*≈50*	*≈0*
Solare fotovoltaico e termodinamico	*<5%*	*<10%*	*>100*	*50-100*
Altra generazione elettrica da rinnovabili	*<10%*	*<10%*	*50-100*	*50-100*
Riduzione totale della CO_2	***80-100 Mt***	***200-250 Mt***		

Tab. 2.4.1 - Tecnologie-chiave nel sistema energetico italiano

Nella tabella 2.4.1 sono riportati i risultati delle due analisi relative al sistema energetico italiano: quella effettuata dall'ENEA con il modello Markal-Italia e quella dell'ENEL; tali risultati sono sintetizzati concentrando l'attenzione sui dieci principali gruppi di opzioni tecnologiche in termini di potenziale importanza relativa. Il risultato di rilievo del confronto di queste due valutazioni sta nella loro sostanziale concordanza, sia riguardo al contributo percentuale che possono garantire le diverse opzioni sia riguardo al costo addizionale che esse comportano.
Per quel che riguarda la potenziale importanza relativa delle diverse opzioni tecnologiche, la tabella 2.4.1 mostra in primo luogo come sia "robusta" la conclusione che all'orizzonte 2020 la gran parte del contributo alla riduzione delle emissioni debba venire da tutti i settori di uso finale dell'energia, in particolare mediante l'accelerazione della penetrazione delle tecnologie più efficienti.
Riguardo al costo stimato delle diverse opzioni vi è di nuovo concordanza sul fatto che le opzioni di efficienza energetica negli usi finali possono risultare convenienti

da un punto di vista economico. Anche nel caso delle tecnologie innovative di generazione elettrica le stime concordano sul fatto che nel lungo periodo anche le tecnologie solari dovrebbero essere in grado di permettere riduzioni delle emissioni a costi inferiori ai 100€/ton di CO_2, valori dunque non distanti da quelli della generazione da fossili con cattura e confinamento della CO_2. Entrambe le opzioni sembrano avere un costo di abbattimento maggiore del nucleare di III generazione, che pure risulta essere ai limiti della competitività di costo, per cui richiede anch'esso probabilmente un incentivo sotto forma di penalizzazione del carbonio.

2.5 L'EFFICIENZA ENERGETICA PRINCIPALE OPZIONE PER IL BREVE-MEDIO PERIODO

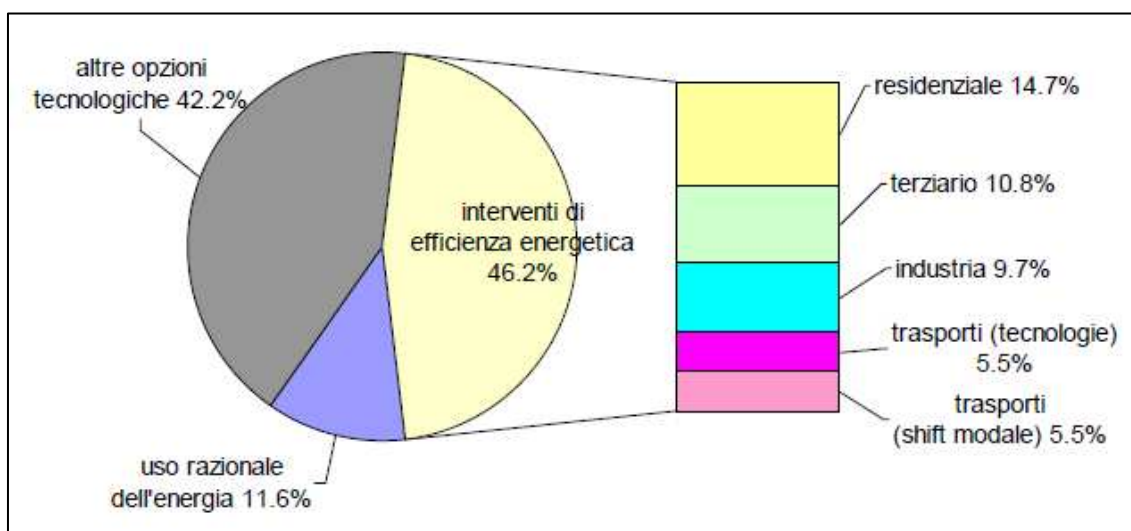



Fig. 2.5.1 - Contributo delle opzioni di efficienza energetica negli usi finali alla riduzione delle emissioni di CO_2 nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento (anno 2020)

Gli incrementi di efficienza nell'uso dell'energia consentono di migliorare l'impatto ambientale delle attività umane senza diminuire gli standard di vita, e rappresentano inoltre un forte stimolo di progresso tecnologico per il Paese, mediante un impulso allo sviluppo di nuove tecnologie. Si è visto che gli scenari energetici elaborati dall'ENEA per l'Italia mostrano come soprattutto nel breve-medio periodo (2020) la possibilità di riduzioni consistenti dei consumi di energia, e più ancora delle emissioni di CO_2, sia legata in primo luogo a un uso massiccio di tecnologie più efficienti, il che richiede evidentemente investimenti per la diffusione e lo sviluppo di tecnologie innovative: quasi il 50% dell'abbattimento dipende infatti dalla riduzione dei consumi energetici nei settori di uso finale, grazie in primo luogo all'accelerazione nella sostituzione delle tecnologie.

Tra le diverse opzioni il potenziale maggiore si ha nel settore residenziale (più di 15 Mt di CO_2); l'effettiva realizzazione di questo potenziale è legato però alla difficile concordanza di molti decisori diversi, le cui resistenze al cambiamento tecnologico sono più difficili da superare rispetto a quelle che si possono riscontrare in un numero limitato di pochi grandi singoli "emettitori" (come nel caso delle grandi

imprese). Un contributo di poco inferiore può venire dai trasporti, per metà grazie al vero e proprio incremento di efficienza, per l'altra metà a seguito di un cambiamento nella ripartizione modale.
Dall'industria, che rappresenta circa 1/3 dei consumi finali di energia, viene invece un contributo all'abbattimento delle emissioni di CO_2 pari a circa 1/5 della riduzione corrispondente all'incremento di efficienza negli usi finali. A tutto ciò si aggiunge infine il potenziale contributo rilevante delle opzioni di riduzione della domanda di servizi energetici, che implicano cambiamenti nei "modelli di uso dell'energia" da parte dei consumatori.

2.5.1 Il piano d'azione per l'Efficienza Energetica esteso al 2020

La task-force sull'efficienza energetica istituita dal Ministero dello Sviluppo Economico che si è occupata della preparazione del Piano d'azione dell'Efficienza Energetica Italiano, presentato a settembre 2007, descrive gli orientamenti che il Governo ha già intrapreso ed intende proseguire per centrare l'obiettivo previsto dalla direttiva: 9,6% di risparmio energetico entro il 2016 (circa 11 Mtep). Queste valutazioni sono state estese al 2020 in occasione dell'elaborazione degli scenari di accelerazione tecnologica dell'Enea. Secondo lo schema fornito dalla Commissione UE, il documento si articola in 5 sezioni corrispondenti al settore residenziale, terziario, industriale (non ETS), trasporti e pubblico; per ciascun settore è stato richiesto di descrivere un certo numero di misure da adottare per ridurre i consumi (ad es. motori/inverter impiegati, consumi per illuminazione, consumi per apparecchiature ecc.).
Nella tabella 2.5.1.1 sono sinteticamente riportate tutte le misure proposte e le corrispondenti valutazioni in termini di riduzione dei consumi al 2016 e al 2020.
La quasi totalità delle misure considerate ha come denominatore comune l'obiettivo della promozione di una o più tecnologie, tenendo anche conto della loro praticabilità tecnica ed economica, intesa sia in termini di investimenti complessivi che in termini di necessaria fine della vita utile degli impianti esistenti. In generale, la promozione di una tecnologia è sempre connessa a misure che facilitino la transizione del mercato verso quella tecnologia, che altrimenti stenta ad affermarsi "spontaneamente".
In termini di "politiche", gli interventi di promozione delle tecnologie qui considerati possono essere catalogati nelle tipologie degli strumenti di regolamentazione diretta (o di comando e controllo), degli strumenti di regolamentazione indiretta (strumenti economici), delle politiche di informazione e persuasione (o di moral suasion, che puntano a ottenere un effettivo comportamento socialmente responsabile senza utilizzare la forza delle leggi e/o dei regolamenti), delle politiche infrastrutturali. Esempi classici sono costituiti dal "labeling" (politica di informazione e persuasione), che ha favorito la diffusione degli elettrodomestici a basso consumo, e dai Certificati Bianchi (strumento economico).

Nel caso dell'industria, le misure considerate nel Piano d'azione (e di nuovo estese al 2020 e rafforzate nelle modalità di attuazione) riguardano le seguenti categorie di intervento: illuminazione degli edifici e dei luoghi di lavoro, motorizzazioni efficienti, azionamenti a velocità variabile, cogenerazione ad alto rendimento, cui si aggiungono, nello scenario 2020, significativi interventi per la riduzione dei consumi dei forni elettrici ad arco in siderurgia e risparmi di calore nei settori della Chimica, del Vetro e Ceramica e della Carta. In questo caso le misure considerate corrispondono alle disposizioni previste dalla Direttiva 92/75/CEE EUP per l'illuminazione, dalla Direttiva 2004/8/CE per la cogenerazione e all'accordo volontario del 1999 fra UE e associazione CEMEP per i motori efficienti.

	Risparmi al 2016 [GWh/a]	Risparmi al 2020 [GWh/a]	Azioni aggiuntive rispetto al PAEE 2016
ENERGIA ELETTRICA			
Residenziale	12,870	30,844	Adozione di frigoriferi e congelatori efficienti (A+ e A++). Dal 2017 sono installati solo apparecchi A++ (consumi ridotti del 30% ca.). Adozione di lavastoviglie in classe superiorea alla A. Dal 2017 sono installati solo apparecchi con consumo ridotto del 15% adozione di lavabiancheria in classe A+. Entro il 2020, 4 CFL per abitazione (una in più rispetto alle 3 previste al 2016). Eliminazione scaldacqua standard: dal 2017 il 70% degli scaldacqua HE a fine vita è sostituito con apparecchi solari o a PdC. Aumento delle efficienze degli impianti di condizionamento autonomi (EER>3,3) e maggiore incidenza degli impianti centralizzati. Riduzione a max 1W di: 50 M.ni di TV e di Decoder, 25 M.ni di HiFi e di Lettori DVD
Terziario	8,100	14,220	Aumento delle efficienze degli impianti di condizionamento autonomi (EER>3,3) e maggiore incidenza degli impianti centralizzati. 100% lampade efficienti, 50% dei sistemi con controllo luminosità. Efficienza migliorata per il 25 % del parco lampade, regolazione/attenuazione del flusso per il 100% del parco
Industria	12,000	22,800	100% lampade efficienti, 50% dei sistemi con controllo luminosità. L'intero parco motori del 2020 è in classe *eff1*. Installazione di inverter sul 75% del parco motori che trarrebbe beneficio dall'applicazione di inverter. Consumo specifico ridotto del 30% su circa 8 TWh/a di consumi per fusione elettrica
Infrastrutture		4,700	Riduzione perdite dovute a energia reattiva. Rifacimento linee e cabine di distribuzione Realizzazione del piano di sviluppo della rete. Risparmi conseguenti all'adozione del sistema di supporto al macchinista (Energy efficiency driving). Si ipotizza un risparmio medio del 10% dei consumi del settore ferroviario
Totale elettricità	**32,970**	**72,564**	
ALTRE FONTI			
Residenziale	40,480	62,960	Si ipotizza di agire in occasione di un intervento di manutenzione sulle pareti esterne, che avviene in media ogni 30 anni. Nel 65% dei casi viene attuato l'intervento di sostituzione vetri. Efficientamento dei sistemi di riscaldamento facendo ricorso alle migliori tecnologie disponibili sul mercato (caldaie a condensazione, impianti a pompa di calore con tecnologia a compressione o ad assorbimento, impianti cogenerativi ad alto rendimento, impianti ad integrazione di energia solare). Maggiore incidenza degli impianti centralizzati
Terziario	16,600	20,800	Efficientamento dei sistemi di riscaldamento facendo ricorso alle migliori tecnologie disponibili sul mercato (caldaie a condensazione, impianti a pompa di calore con tecnologia a compressione o ad assorbimento, impianti cogenerativi ad alto rendimento, impianti ad integrazione di energia solare)
Industria	9,536	43,141	Nuova installazione di evaporatori a Compressione Meccanica del Vapore (CMV) o retrofit evaporatori esistenti, per la concentrazione di soluzioni liquide. Ricorso sistematico alle Best practices IEA. All'incremento di cogenerazione previsto nel Piano 2016 (1,5 Mtep) si aggiunge una revisione degli impianti cogenerativi esistenti al 2005, che sono convertiti in impianti ad alto rendimento (87,2%), per soddisfare la stessa quantità di calore servita oggi. La minor energia prodotta in cogenerazione è prodotta in impianti a ciclo combinato di ultima generazione.
Trasporti	23,260	73,674	Introduzione limiti di consumo a nuovi autoveicoli. Condizionatori efficienti. Pneumatici a bassa resistenza di rotolamento e sistemi di monitoraggio della pressione pneumatici. Lubrificanti a bassa viscosità. Veicoli efficienti per il trasporto pesante: Eco-driving. Tassazione in funzione del consumo. Controllo dinamico dei semafori, parking management, car sharing, navigazione dinamica, gestione trasporto merci. 70% del manto stradale con riduzione del 40% della resistenza al rotolamento. Introduzione del road pricing nelle principali aree urbane (8 mln abitanti)
Totale altre fonti	**89,876**	**200,575**	

Tab. 2.5.1.1 – Sintesi del Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (dati al 2020 preliminari)

CAPITOLO 3

LA DIRETTIVA EMISSION TRADING

3.1 PROTOCOLLO DI KYOTO NELL'UNIONE EUROPEA

Quello dei cambiamenti climatici è uno fra gli argomenti più importanti sia a livello internazionale sia a livello di governi locali. Al riguardo le Nazioni Unite, tramite la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC), ed il Protocollo di Kyoto, hanno previsto misure per la lotta contro questo fenomeno.
L'UNFCCC, sulle basi del Protocollo di Kyoto, stabilisce le basi giuridiche e non, per la riduzione dei gas effetto serra (GHG) nei Paesi industrializzati, e prevede un innovativo meccanismo di mercato mirato ad un'inversione di tendenza verso la riduzione delle emissioni.

3.1.1 Sviluppi nell'implementazione del Protocollo di Kyoto nell'Unione Europea (EU)

Nel maggio del 2002, gli Stati Membri dell'EU hanno ratificato il Protocollo di Kyoto, che è entrato in vigore il 16 febbraio 2005. L'impegno dell'EU prevede la riduzione delle proprie emissioni di GHG del 8%. Questo target è stato suddiviso fra gli Stati membri, sulle basi legali di un accordo stabilendo, per ogni singolo Stato Membro, dei target specifici. In particolare l'Italia si è impegnata a ridurre le emissioni del 6,5 %.

3.1.2 La Direttiva Europea 2003/87/EC (EU-ETS) – Direttiva Emission Trading

Il 13 Ottobre 2003 la Commissione Europea ha pubblicato la Direttiva Europea sul mercato delle emissioni, meglio conosciuto come Emission Trading System (EU-ETS) (vedi Allegato I).
In applicazione del Protocollo di Kyoto, la direttiva prevede che:

- dal 1 gennaio 2005, nessun impianto che ricade nel campo di applicazione della stessa, possa emettere CO_2, ossia possa continuare ad operare, in assenza di apposita autorizzazione;
- i gestori degli impianti che ricadono nel campo di applicazione della direttiva restituiscano annualmente all'Autorità Nazionale Competente quote di emissione di CO_2 in numero pari alle emissioni di CO_2 effettivamente

rilasciate in atmosfera. L'assegnazione delle quote di emissioni di CO_2 ai gestori degli impianti regolati dalla direttiva è effettuata dall'Autorità Nazionale Competente sulla base della Decisione di assegnazione;

- le emissioni di CO_2 effettivamente rilasciate in atmosfera, siano monitorate secondo le disposizioni di monitoraggio impartite dall'Autorità Nazionale Competente, comunicate all'Autorità Nazionale Competente e certificate da un verificatore accreditato dall'Autorità Nazionale Competente.

L'entrata in vigore del EU-ETS avrà un impatto diretto sul bilancio patrimoniale di ogni impresa. Si prevede che la Direttiva copra inizialmente da 12.500 a 15.000 installazioni che ammontano circa al 45-50% del totale di emissioni di CO_2 dell'Unione Europea.

L'EU-ETS è un sistema di "Cap and Trade" delle emissioni dirette. Viene fissato un tetto (cap) alle emissioni totali di tutti i partecipanti attraverso l'allocazione delle quote di emissione per un determinato ammontare in uno specifico periodo di tempo. Ogni anno i partecipanti devono restituire un numero di quote pari alle loro emissioni annuali verificate. Il deficit di quote sarà sanzionato, mentre il surplus di quote potrà essere venduto o accantonato per gli anni successivi.

Point Carbon, il maggior centro studi sul mercato dell'anidride carbonica, stima che il mercato dei diritti di emissione scambierà 34 miliardi di euro nel 2010, pari a 4,5 miliardi di tonnellate di anidride carbonica.

La metà circa di questi scambi dovrebbe avvenire nel mercato europeo delle emissioni (EU-ETS), con scambi pari a 1,7 miliardi di tonnellate di anidride carbonica.

3.1.3 I settori coperti nell'Allegato I dell'EU-ETS

- Attività nel Settore Energetico
  - Installazioni di combustione con capacità termica superiore a 20 MW, sono esclusi impianti di incenerimento rifiuti (pericolosi e non);
  - Raffinerie di olio minerale;
  - Forni a carbone.
- Metalli Ferrosi: produzione e processo
  - Minerali metalliferi;
  - Produzione di ferro and acciaio.
- Industria dei minerali
  - Cemento;
  - Calce;
  - Vetro;
  - Ceramica.
- Altri
  - Pasta-carta;
  - Carta e cartone con capacità di produzione superiore a 20 t/g.

Il campo di attuazione della Direttiva sarà gradualmente esteso in modo da includere altre attività e settori, quali il chimico, l'alluminio ed i trasporti; è anche prevista l'estensione della Direttiva a tutti i sei gas effetto serra, oltre alla CO_2.

3.2 GESTIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI

Ogni azienda che ricade nei vincoli normativi sopra descritti viene, ad ogni anno solare, attribuita di uno specifico quantitativo di tonnellate di CO_2 autorizzate da emettere. Al termine di ogni anno solare, le emissioni effettivamente prodotte devono assicurare il pareggio con quelle autorizzate. Chi ha rilasciato più emissioni rispetto alle quote possedute può comprare quote mancanti, con accordi bilaterali o su mercati organizzati.
Tale meccanismo è fondato su un regime di controllo delle emissioni rilasciate, che debbono essere comunicate ad una Autorità Nazionale in modo trasparente, completo e verificabile attraverso la redazione di un Bilancio Annuale. A garanzia della corretta raccolta e presentazione dei dati di bilancio delle quote emesse, l'art. 15 della Direttiva 2003/87 prevede l'intervento di un Verificatore esterno ed indipendente.
Dal 01/01/2005, per i siti interessato è vigente l'obbligo di comunicare un Bilancio Annuale delle proprie emissioni di CO_2, redatto secondo specifiche modalità di calcolo e misura e quindi sottoposto a verifica da parte di un Organismo indipendente, entro il 31 marzo dell'anno successivo all'avvenuta emissione di CO_2.

3.3 IL MERCATO DELLE QUOTE DI CO_2

La principale misura adottata dall'Unione Europea per adempiere agli impegni presi ratificando il protocollo di Kyoto è la Direttiva 2003/87/CE sull' Emission Trading Scheme (ETS), che istituisce a livello comunitario un sistema per lo scambio di quote di emissione di CO_2, denominate EUA (EU Allowances). Il primo periodo di applicazione della Direttiva è riferito al triennio 2005-2007, mentre il secondo - coincidente con il periodo di applicazione del Protocollo di Kyoto - copre il quinquennio 2008-2012.
Il prezzo delle quote è definito dal mercato, in base alla interazione fra la domanda e l'offerta. La volatilità del prezzo dei diritti di emissione di CO_2 è causato da serie di fattori macroeconomici (offerte di acquisto e vendita, assegnazioni a livello europeo ecc.) cui si aggiungono altri elementi di tipo politico, economico ed ambientale. All'interno del sistema europeo di scambio di quote di CO_2 (EU-ETS) è consentito, inoltre, l'utilizzo di crediti di emissione derivanti da progetti di riduzione delle stesse (CDM, che originano i crediti CERs, e JI, che originano crediti ERUs) ai fini della restituzione annuale di quote.

3.3.1 Il sistema di trading e le piattaforme di scambio

La Decisione di Assegnazione delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012, approvata ai sensi dell'art. 11, comma 1 del D. lgs. 216 e S.M.I., individua il numero di quote complessivo, a livello di settore ed a livello di impianto, che è assegnato da parte del Comitato.
Le imprese vincolate dalla Direttiva 2003/87/CE, così come qualunque altro operatore del mercato, possono avvalersi di diverse modalità di scambio (trading) delle quote di CO_2 (EUAs) e dei crediti (CERs e ERUs) attraverso:

- operazioni bilaterali (avvengono tra un'impresa ed un'altra nel caso in cui entrambe abbiano raggiunto un accordo di compravendita);
- operazioni di interscambio mediate dalla presenza di un broker (che farà un'offerta per la vendita dei suoi diritti) o di una banca.

Le piattaforme di scambio delle quote di emissione sono iniziative private che aiutano gli utenti nella ricerca e nella negoziazione delle transizioni di vendita delle quote. Attualmente le piattaforme non sono collegate ai Registri nazionali; le transizioni che avvengono su tali piattaforme, comunque, devono essere confermate attraverso il Registro, che esamina e garantisce che le stesse avvengano entro i rispettivi diritti di emissione. La prima piattaforma italiana per lo scambio di Quote di Emissione di gas ad effetto serra è stata predisposta dal Gestore del Mercato Elettrico (GME).

3.4 IL SISTEMA DEI REGISTRI

L'istituzione di sistemi di banche dati elettroniche e standardizzate suddivise in conti per il rilevamento delle quote e delle transizioni effettuate ha rappresentato la necessaria infrastruttura a supporto dell'esistenza del mercato del carbonio.
L'ITL (International Transaction Log) è operativo dal novembre del 2007 e garantisce la conformità di tutte le transizioni con le regole stabilite dal Protocollo di Kyoto, gestendo controlli automatici in tempo reale per assicurare che ogni Unità di Emissione sia presente esclusivamente in un conto e che non sia già stata ritirata o cancellata. I Data Exchange Standards (DES) definiscono i requisiti tecnici per la comunicazione tra i registri ed i controlli che l'ITL effettua per il coordinamento delle funzioni del sistema. L'integrità e la trasparenza sono garantite da:

- numero seriale delle unità;
- numero identificativo dei conti;
- accessibilità dell'informazione.

La direttiva 2003/87/CE ha istituito il meccanismo di trading delle quote di emissione dei gas-serra attraverso l'istituzione di registri nazionali (cfr. Regolamento europeo 2216/2004) gestiti dagli Stati Membri e coordinati a livello centrale dal CITL (Community Independent Transaction Log). Il Registro CITL è

operativo dal 2005 è gestito dalla Commissione Europea con la finalità di predisporre controlli automatici per garantire il rispetto dei termini della Direttiva. Sul CITL è inoltre possibile visionare i dettagli relativi alle quote rilasciate, restituite ed alle emissioni verificate per tutti gli impianti autorizzati in Europa (Sezione "Operator Holding Accounts").
In Europa sono utilizzati prevalentemente quattro tipi di software per i Registri nazionali:

- il Seringas, predisposto dalla Caisse des Dépôts et Consignations è stato utilizzato nel primo triennio da Francia, Belgio, Germania, Spagna, Portogallo, Grecia e altri Paesi dell'Europa dell'Est;
- il Greta, predisposto dal DEFRA (Department for Environment, Food and Rural Affairs), è stato utilizzato nel 2005-2007 dalla maggior parte dei Paesi europei;
- il terzo elaborato ed utilizzato in Austria;
- il CR, predisposto nel 2007 dalla Commissione Europea e messa gratuitamente a disposizione degli Stati Membri.

Il Registro Italiano è basato sull'elaborazione da parte del DEFRA del software GRETA (Greenhouse gas Registry for Emissions Trading Arrangements), di cui l'Italia attualmente si avvale in seguito alla sottoscrizione di un accordo di licenza con il Regno Unito. GRETA è una banca dati elettronica e standardizzata che registra:

- le quote di emissione che sono assegnate e mantenute nei conti dei singoli impianti;
- tutte le transazioni dovute a trasferimenti di quote tra i conti;
- le emissioni annuali dichiarate dagli operatori e convalidate dai verificatori;
- la restituzione annuale delle quote a fronte delle emissioni verificate.

L'Amministratore del Registro nazionale delle emissioni e delle quote di emissione dispone l'apertura di un "conto del gestore" per ogni impianto che ricade nell'ambito di applicazione della direttiva ET; successivamente rilascia su ciascun conto le quote assegnate in base al Piano di Allocazione Nazionale. Le quote possono essere trasferite tra i diversi conti, all'interno dello stesso Registro o tra Registri diversi. Il Registro serve a monitorare, tenere traccia del rilascio, possesso, trasferimento, restituzione e cancellazione delle quote.

Il registro nazionale è gestito da ISPRA (ex APAT).
Nel corso del mese di ottobre 2008 è avvenuta l'interconnessione fra i due l'ITL ed il CITL. Ciò ha permesso ai Registri nazionali degli Stati Membri l'import dei crediti derivanti da progetti CDM/JI favorendo anche la nascita di un mercato spot sufficientemente liquido di CERs ed ERUs primari.

Issuance	*Creazione iniziale di AAU, RMU, CER, tCER o lCER*
Conversion	*Trasformazione di AAU o RMU in ERU sulla base di un progetto JI*
External	*Trasferimento esterno di un'unità da un registro all'altro*
Cancellation	*Trasferimento interno di un'unità a un conto cancellazione al fine di non renderla disponibile per la conformità con un obiettivo di riduzione*
Replacement	*Trasferimento interno di un'unità a un conto per il rimpiazzo al fine di sostituire tCER o lCER quando richiesto*
Retirement	*Trasferimento interno di un'unità a un conto per il ritiro, al fine di poter essere utilizzata da un paese Annesso B per la conformità con l'obiettivo di riduzione*
Carry - Over	*Cambio della validità di un AAU, ERU (solo quelle convertite da AAU) o CER da un periodo di adempimento al successivo*
Expiry date change	*Cambio della data di scadenza di un tCER o lCER*

Tab. 3.4.1 – Tipologie di transizioni

3.5 SCHEMA DI DECISIONE DI ASSEGNAZIONE DELLE QUOTE DI CO_2 PER IL PERIODO 2008 - 2012

Il numero di quote di CO_2 complessivo, a livello di settore e a livello di impianto, che sarà assegnato dal Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE, è individuato dallo "Schema di Decisione di assegnazione delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012".
Lo Schema di Decisione di assegnazione è stato elaborato sulla base:

- degli elementi e delle metodologie descritte dal Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012 (PNA2);
- di quanto disposto dalla decisione della Commissione Europea del 15 maggio 2007 relativa al PNA2;
- del risultato del processo di consolidamento della banca dati contenente le informazioni di base necessarie per calcolare il numero di quote da assegnare a ciascuno degli impianti regolati dalla direttiva;
- del risultato del processo di specificazione del campo di applicazione che ha comportato l'inclusione di impianti che realizzano processi di combustione quali cracking, la produzione di nerofumo di gas, la combustione in torcia, i forni di riscaldo e di ricottura, compresi quelli utilizzati per i processi di laminazione e di decapaggio, integrati in un sito di produzione di acciaio.

3.5.1 Quantità totale assegnata

Rispetto a quanto previsto nel PNA2, la quantità totale di quote assegnate è pari a 201,54 $MtCO_2$/anno ed è stata determinata come segue:

1. determinazione della quantità di quote da assegnare agli impianti di combustione addizionali sulla base delle regole del PNA2 (6,21 $MtCO_2$/anno);

2. determinazione del cap conseguente all'inclusione degli impianti di combustione addizionale calcolata come la somma del cap di cui al PNA2 (209 $MtCO_2$/anno) e le quote derivanti dall'inclusione degli impianti di combustione (6,21 $MtCO_2$/anno): 215,21 $MtCO_2$/anno;
3. applicazione al nuovo cap (215,21 $MtCO_2$/anno) della percentuale di riduzione che si ottiene dal rapporto tra 13,25 $MtCO_2$/anno (riduzione richiesta dalla Commissione) e 209 MtCO2/anno (cap del PNA2). Tale rapporto è uguale a 6,34%;
4. applicazione della percentuale di riduzione di cui al punto 3 (6,34%) al cap totale calcolato al punto 2 (215,21 $MtCO_2$/anno). Tale operazione determina una riduzione pari a 13,64 $MtCO_2$/anno che, sottratte a 215,21 danno il nuovo cap di 201,57 $MtCO_2$/anno.

	2008 [$MtCO_2$]	2009 [$MtCO_2$]	2010 [$MtCO_2$]	2011 [$MtCO_2$]	2012 [$MtCO_2$]
Quantità assegnata agli impianti esistenti	199,1	191,04	183,88	179,35	176,24
Quantità media annua riservata agli impianti "nuovi entranti"	15,65	15,65	15,65	15,65	15,65
Quantità totale di quote assegnate	214,75	206,69	199,53	195	191,89

La tabella 3.5.1.1 mostra:

- la quantità assegnata agli impianti esistenti per ciascun anno nel periodo 2008-2012;
- la quantità media annua riservata all'assegnazione degli impianti "nuovi entranti" che entreranno in esercizio nel periodo 1.09.2006 – 31.12.2012;
- la quantità totale assegnata per ciascun anno nel periodo 2008-2012, comprensiva della riserva da destinare agli impianti "nuovi entranti".

3.5.2 Quantità assegnata per attività

La ripartizione della quantità totale di quote da assegnare (201,57 $MtCO_2$/anno) tra le attività regolate dalla Direttiva 2003/87/CE, è stata effettuata coerentemente con i criteri individuati nel PNA2. In particolare l'individuazione delle attività su cui operare le riduzioni dell'assegnazione al fine di assicurare la coerenza con la quantità totale assegnata, è stata effettuata tenendo conto dell'esposizione dei settori alla concorrenza internazionale.
Pertanto le assegnazioni a livello di attività sono state individuate come segue:

- L'assegnazione del settore termoelettrico (impianti esistenti) è stata ridotta di 9,5 $MtCO_2$/anno ad esclusione degli impianti CIP6, di quelli cogenerativi e degli impianti di teleriscaldamento in virtù dei benefici ambientali ad essi connessi. La riduzione per gli impianti interessati è stata effettuata

applicando all'assegnazione coefficienti di riduzione differenziati in relazione al contenuto di carbonio dei combustibili utilizzati dall'impianto (gas/olio e carbone);

- L'assegnazione del settore di raffinazione è stata ridotta di 1 $MtCO_2$/anno;
- L'assegnazione del settore acciaio è stata ridotta esclusivamente per gli impianti di produzione di elettricità asserviti alle acciaierie e alimentati da gas siderurgici. Tale riduzione è pari a 1,72 $MtCO_2$/anno;
- La riserva complessiva per gli impianti "nuovi entranti" è stata ridotta di 2,61 $MtCO_2$/anno rispetto al PNA2.

Il Comitato nazionale di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE prevede, in caso di esaurimento della riserva nuovi entranti, l'impegno del Governo ad acquisire le quote mancanti ed assegnarle gratuitamente agli operatori che ne abbiano diritto.

La tabella 3.5.2.1 riporta i passaggi principali che hanno condotto alla determinazione delle quote da assegnare a livello di attività. La quantità media annua da assegnare nel periodo 2008-2012 è riportata nell'ultima colonna della tabella.

ATTIVITA' ENERGETICHE	PNA2 [$MtCO_2$/anno]	PNA2 consolidato + allargamento campo di applicazione [$MtCO_2$/anno]	Riduzioni [$MtCO_2$/anno]	Schema DA [$MtCO_2$/anno]
Termoelettrico cogenerativo e non cogenerativo	**100,66**	**96,08**	**9,50**	**86,58**
Altri impianti di combustione	**14,52**	**17,89**		**17,89**
Compressione metanodotti	*0,88*	*0,88*		*0,88*
Teleriscaldamento	*0,23*	*0,23*		*0,23*
Altro	*13,41*	*16,78*		*16,78*
Raffinazione	**20,06**	**20,06**	**1,00**	**19,06**
Produzione e trasformazione dei materiali ferrosi	**15,76**	**24,37**		**22,65**
Ciclo integrato, sinterizzazione, cokeria	*14,47*	*21,89*	*1,72*	*20,17*
Forno elettrico	*1,29*	*2,48*		*2,48*
Industria dei prodotti minerali	***34,65***	***34,65***		***34,65***
Cemento	*27,63*	*27,63*		*27,63*
Calce	*3,07*	*3,07*		*3,07*
Vetro	*3,15*	*3,015*		*3,015*
Prodotti ceramici e laterizi	*0,80*	*0,80*		*0,80*
Altre attività				
Pasta per carta / carta e cartoni	*5,09*	*5,09*		*5,09*
Totale	**190,74**	**198,14**		**185,92**
Riserva impianti "nuovi entranti"	**18,26**	**17,07**	**1,42**	**15,65**
Totale	**209,00**	**215,21**	**13,64**	**201,57**

CAPITOLO 6

TRASFORMATORI

6.1 RENDIMENTO

Il rendimento di un trasformatore, come per tutte le macchine, elettriche e non, si può definire come il rapporto fra la potenza in uscita P_u e la potenza in entrata P_e:

$$\eta = \frac{P_u}{P_e}$$

La valutazione effettiva del rendimento rende palesi i pesanti limiti "operativi" della definizione appena fornita. Si supponga, infatti, di volerne effettuare la misura mediante l'impiego di due wattmetri, uno per ognuna delle due porte.

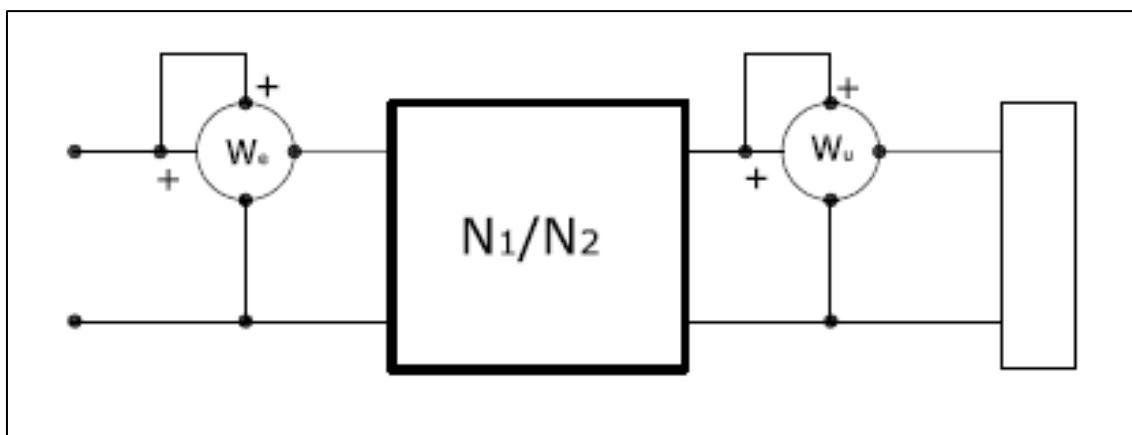



Fig. 6.1.1 – Schematizzazione del circuito per il calcolo del rendimento di un trasformatore mediante due wattmetri

I trasformatori, soprattutto quelli di potenza maggiore, presentano, tuttavia, rendimenti molto prossimi al fatidico valore unitario (spesso non troppo lontano da 0,99!): la somma degli errori dei due wattmetri (richiesta per tener conto del cosiddetto "errore di rapporto") potrebbe condurre alla lampante assurdità fisica di un valore maggiore dell'unità. Anche supponendo nulli, o almeno trascurabili, gli errori di misura, occorre anche considerare che per la ipotetica misura del rendimento di un grande trasformatore di centrale, con potenza nominale di decine o centinaia di MVA, occorre poter disporre:

- della enorme potenza richiesta, sottraendola, per il tempo della misura, ai normali destinatari – utenti, certamente poco gratificati della interruzione del servizio;
- di un carico idoneo, capace di assorbire questa enorme potenza.

Sulla base delle considerazioni fin qui svolte si preferisce dare del rendimento una definizione indiretta, operativamente più praticabile e proficua. La potenza assorbita in entrata dal trasformatore viene considerata quale somma delle potenze perdute

(nel rame degli avvolgimenti, P_{Cu}, e nel ferro del nucleo, P_{Fe}) e della potenza convenzionale $V_2I_2\cos\varphi_2$ trasferito ad un carico "convenzionale" assolutamente generico applicato alla porta secondaria; si definisce, così, un rendimento convenzionale:

$$\eta_c = \frac{V_2 I_2 \cos\varphi_2}{V_2 I_2 \cos\varphi_2 + P_{Cu} + P_{Fe}}$$

che può essere determinato dalla misura delle sole potenze perdute mediante apposite prove.

6.2 SCELTA DEL TRASFORMATORE

Il trasformatore è uno tra i componenti principali delle cabine di trasformazione MT/BT e pertanto deve essere scelto con la massima cura, armonizzando criteri di scelta tecnici con valutazioni economiche.
I trasformatori possono essere suddivisi in funzione delle soluzioni costruttive adottate:

- trasformatori in olio;
- trasformatori in resina;
- trasformatori in aria.

I trasformatori in resina trovano sempre più largo impiego per il minor impatto ambientale rispetto ai trasformatori in olio, in quanto riducono i rischi d'incendio e di spargimento di sostanze inquinanti nell'ambiente. Rispetto a trasformatori in olio sono più sicuri e più flessibili in fase di utilizzo e l'assenza di fluidi di raffreddamento ne consente una riduzione dei costi di manutenzione.

Fig. 6.2.1 – Trasformatore in resina

La scelta tecnica di un trasformatore è normalmente condotta con la massima attenzione, mentre l'analisi di tipo economico per determinare la tipologia del trasformatore non sempre viene effettuata con altrettanta "scientificità". Spesso la scelta è basata esclusivamente sul costo d'acquisto o costo iniziale C_i. Tuttavia, per valutare l'economicità di un trasformatore è necessario considerare anche il costo di esercizio C_e, oltre ad altri fattori che incidono sul valore del prodotto come: qualità, servizio di assistenza e manutenzione.
Il costo di esercizio C_e è rappresentato dal costo dell'energia elettrica consumata dal trasformatore durante la sua vita. Le perdite che determinano tale energia consumata sono essenzialmente le perdite a vuoto P_o e le perdite dovute al carico P_c. Le perdite a vuoto P_o sono indipendenti dal carico e, a parità di frequenza e di

tensione di alimentazione, si mantengono costanti per tutto il periodo in cui il trasformatore resta allacciato alla rete. Le perdite dovute al carico P_c sono proporzionali al quadrato della corrente e sono variabili, in funzione delle oscillazioni del carico stesso. Di seguito vengono mostrati i risultati di un confronto economico tra due trasformatori in resina valutandone il costo totale ($C_T = C_i + C_e$), in relazione ai valori delle perdite.

6.2.1 Confronto economico tra due trasformatori in resina

Il confronto è stato effettuato tra un trasformatore a perdite ridottissime (trasformatore A) e uno a perdite normali (trasformatore B). I dati delle due macchine sono riportati in tabella 6.2.1.1.

Dati di confronto	Trasformatore A	Trasformatore B
Potenza nominale [kVA]	*1000*	*1000*
Classe isolamento [kV]	*24*	*24*
Vita tecnica del trasformatore [anni]	*20*	*20*
Perdite a vuoto [kW]	*1,8*	*3,1*
Perdite a carico nominale [kW]	*9,8*	*9,8*

Tab. 6.2.1.1 – Dati di confronto dei due trasformatori

Per attuare l'analisi si è considerato un costo dell'energia pari a 0,19 €/kWh costante in tutte le 24 ore, per semplicità di trattazione. Inoltre l'interesse annuo sul capitale è stato posto pari a 3%.
Si sono inoltre considerati i diagrammi di carico relativi ad un piccolo stabilimento industriale evidenziati nelle figure 6.2.1.1 e 6.2.1.2, dove I_a corrisponde alla corrente effettivamente assorbita e In alla corrente nominale del trasformatore.

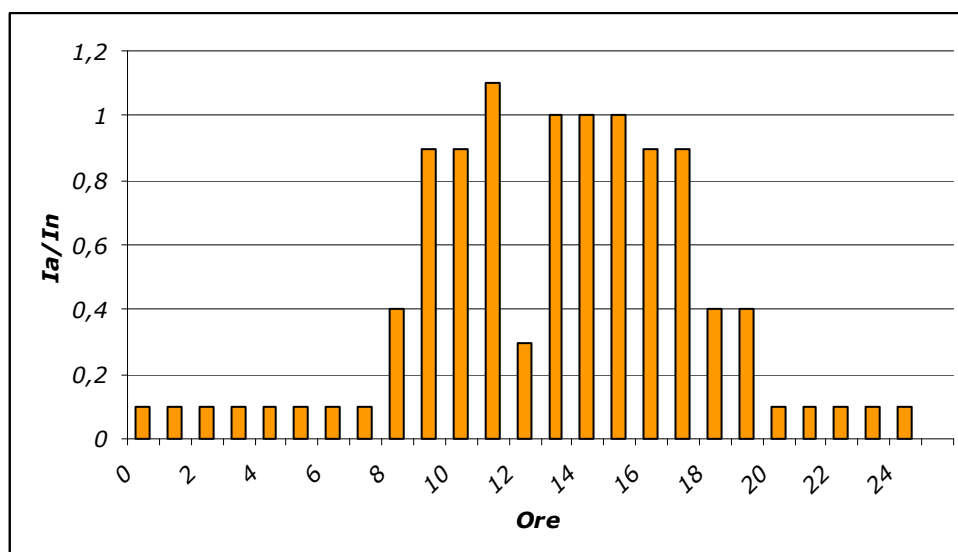



Fig. 6.2.1.1 – Diagramma di carico nei giorni lavorativi di un piccolo stabilimento industriale
G (giorni lavorativi) = 220

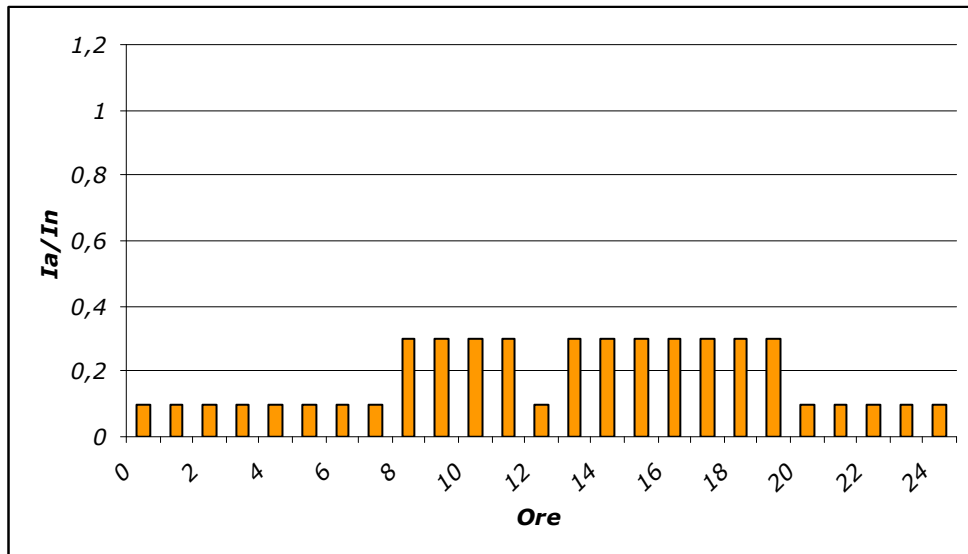



Fig. 6.2.1.2 – Diagramma di carico nei giorni di riposo e festivi di un piccolo stabilimento industriale
G (giorni lavorativi) = 145

Il risultato finale è che il trasformatore A risulta essere il più economico già dopo soli due anni di vita. La differenza di costo iniziale di 3.850€ viene completamente recuperato e alla fine della vita del trasformatore si ha un risparmio di oltre 28.000€ (vedi figura 6.2.1.3).

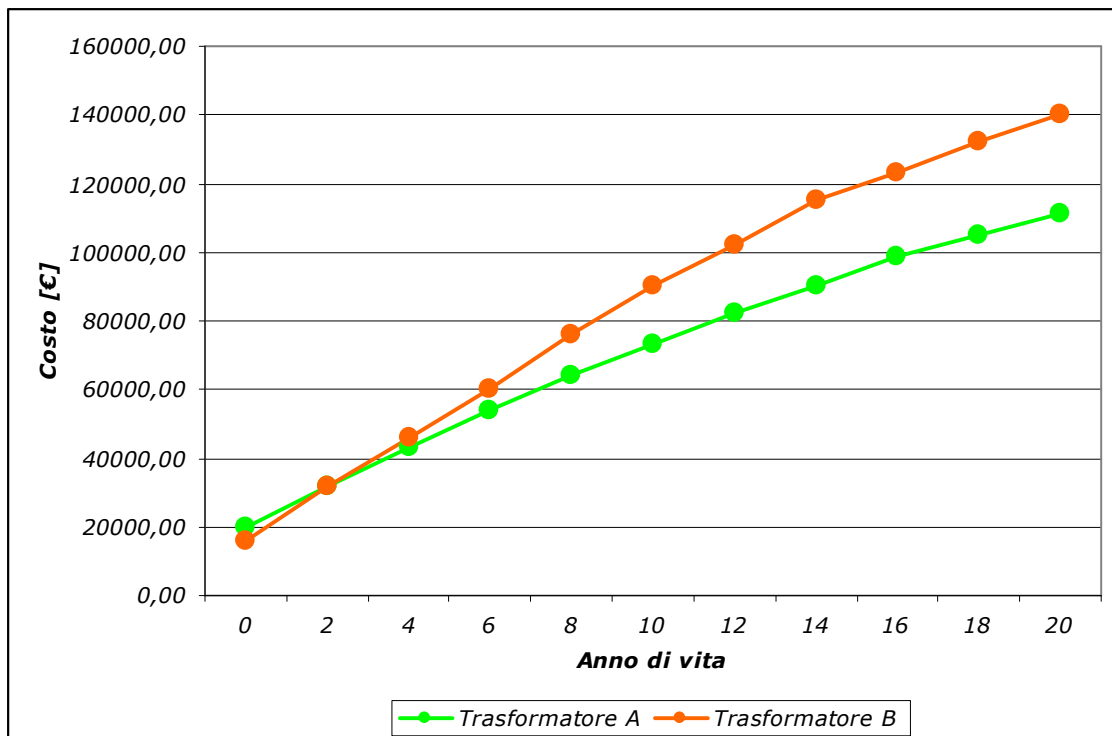



Fig. 6.2.1.3 – Costo attualizzato

In conclusione, la differenza di costo iniziale non rappresenta un buon parametro per la scelta di un trasformatore, ma deve essere considerato come un investimento. Infatti, con le ipotesi considerate, il risparmio finale è generalmente sette volte maggiore di quanto si è investito come differenza di costo iniziale ed il ritorno dell'investimento è di soli due anni.

6.3 RAFFREDDAMENTO

A un efficace smaltimento del calore prodotto, dalle perdite nel nucleo e da quelle nei conduttori, per effetto joule, è legata la sopravvivenza stessa del trasformatore: un sistema di raffreddamento è adeguato se riesce a contenere la temperatura entro livelli che non compromettano la consistenza e la tenuta degli isolanti organici.
I trasformatori sono progettati per poter funzionare a potenza nominale con una temperatura ambiente normale, definita dalle Norme CEI 14-8/IEC 726 come segue:

- massima: 40°C;
- media giornaliera: 30°C;
- media annuale: 20°C.

Sono ammissibili comunque sovraccarichi senza compromettere la durata della vita del trasformatore, a condizione che essi siano compensati da un carico abituale inferiore alla potenza nominale.
I numeri inscritti nei cerchietti posti a fianco delle diverse curve nelle figure della pagina seguente, indicano il rapporto carico abituale/potenza nominale.
I sovraccarichi ammissibili dipendono inoltre dal valore della media ponderata della temperatura ambiente.

Fig. 6.3.1 – Valori di carico del trasformatore in rapporto alla temperatura ambiente

La prima colonna mostra la possibilità di sovraccarichi giornalieri ciclici, mentre la seconda quelli di breve durata.
Come ulteriore elemento di valutazione indichiamo qui di seguito il carico permanente ammissibile in funzione della temperatura media compatibile con una durata normale della vita del trasformatore.
È possibile utilizzare un trasformatore previsto per una temperatura ambiente massima di 40°C a temperature superiori, riducendone la potenza secondo la tabella 6.3.1.

Temperatura ambiente massima [°C]	Carico ammissibile
40	P
45	0,97 x P
50	0,94 x P
55	0,90 x P

Tab. 6.3.1 – Riduzione della potenza di un trasformatore in base alla temperatura ambiente

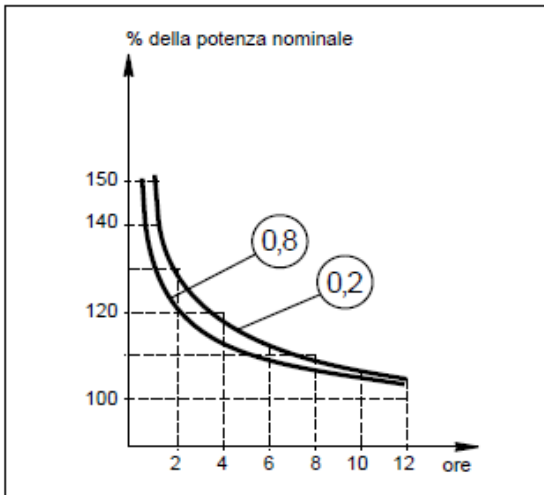



Fig. 6.3.2 – Temperatura ambiente nominale - Sovraccarichi temporanei ammissibili per un servizio ciclico giornaliero

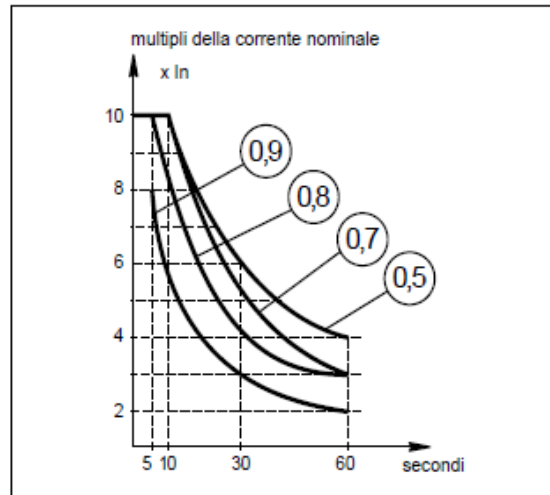



Fig. 6.3.3 – Temperatura ambiente nominale - Brevi sovraccarichi ammissibili

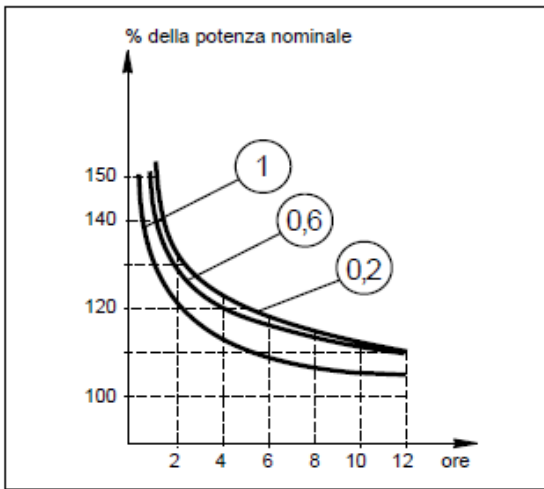



Fig. 6.3.4 – Temperatura ambiente nominale -10°C - Sovraccarichi temporanei ammissibili per un servizio ciclico giornaliero

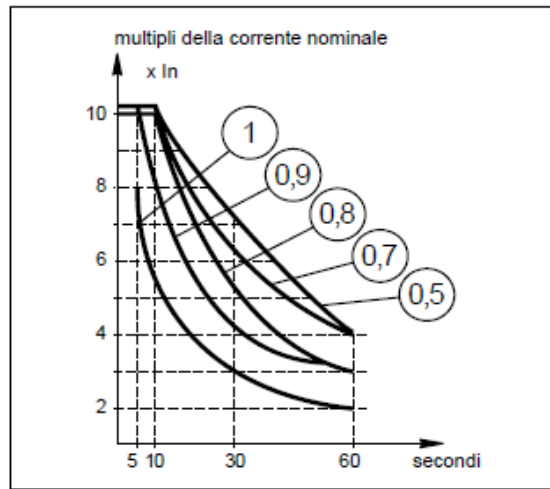



Fig. 6.3.5 – Temperatura ambiente nominale -10°C - Brevi sovraccarichi ammissibili

Da tutto ciò è possibile stabilire che l'utilizzo di un trasformatore con ventilazione forzata permette di non dover sovradimensionare la macchina in caso di sovraccarichi frequenti o di importante entità. Ovviamente la ventilazione forzata è necessaria anche nei seguenti casi:

- locale sottodimensionato;
- locale mal aerato;
- temperatura media giornaliera superiore a 30°C.

Inoltre può essere realizzata mediante:

- ventilatori tangenziali o di altra tecnologia installati direttamente in fase di costruzione od aggiunti successivamente presso il cliente, dimensionati secondo la potenza del trasformatore e la sovratemperatura da dissipare.
- installazione di estrattore d'aria posizionato sulla parte superiore del locale (o eventualmente del box) comandato da apposito termostato o direttamente dal relè di protezione termica del trasformatore.

6.4 TIPOLOGIE DI COLLEGAMENTO

Le diverse connessioni tra gli avvolgimenti dei trasformatori hanno un'influenza determinante sulla forma d'onda della tensione e della corrente magnetizzante, cioè sul loro contenuto armonico. E' infatti da ricordare che la caratteristica di magnetizzazione non lineare del nucleo del trasformatore e la scelta del punto di lavoro oltre il ginocchio della curva fa sì che tensione e corrente di magnetizzazione non abbiano la stessa forma d'onda. Se ad esempio la tensione applicata all'avvolgimento è sinusoidale, non lo è la corrente che assume una caratteristica forma a campana, per la quale la scomposizione in serie di Fourier, mostra la presenza delle armoniche di ordine dispari, oltre alla fondamentale.
Nei collegamenti trifase, le relazioni esistenti tra le correnti di linea e di fase e la presenza o meno del neutro impongono delle precise condizioni alle correnti di terza armonica ed ai suoi multipli, in quanto costituiscono una terna omopolare, a differenza di tutte le altre armoniche che danno luogo a terne simmetriche (dirette: 7, 13...; inverse: 5,11..). Vale in generale la seguente considerazione: se manca la terza armonica nella corrente magnetizzante, questa si presenta nella tensione.
Analizziamo caso per caso.
Yy: le correnti di linea magnetizzanti non possono contenere le terze armoniche ed i suoi multipli, in quanto la somma delle tre correnti, istante per istante deve essere nulla, cosa che la presenza delle predette armoniche impedirebbe. La soppressione delle terze armoniche (e dei suoi multipli) nelle correnti di linea e di fase, fa comparire queste armoniche nelle tensioni di fase, cosa che non è incompatibile con un'alimentazione con tensioni concatenate perfettamente sinusoidali, in quanto ogni tensione concatenata è la differenza tra le tensioni di fase, quindi in tale differenza terze armoniche e multipli si elidono.
Yyn: la presenza del filo neutro permette la circolazione delle correnti di terza armonica (e dei multipli). Correnti di linea e di fase contengono dunque tutte le armoniche della corrente magnetizzante, mentre nel filo neutro circola una corrente di terza armonica (e multipli) che vale tre volte quella delle corrispondenti correnti di fase.
Dy: in ogni lato del triangolo possono circolare tutte le armoniche per cui la tensione ai capi è perfettamente sinusoidale. Sono dunque perfettamente sinusoidali anche le tensioni stellate secondarie. Nelle correnti di linea non esistono

le correnti di terza armonica (e multipli), poiché ogni corrente di linea è la differenza di due correnti di fase per cui le terze armoniche si elidono.
Yd: negli avvolgimenti primari non possono esserci correnti di terza armonica, per cui le tensioni di fase non sono sinusoidali. Negli avvolgimenti secondari chiusi a triangolo le terze armoniche (ed i multipli) di corrente possono circolare per cui queste indeboliscono, per la legge di Lenz, le terze armoniche presenti nei flussi. Il secondario tende dunque a ripristinare la sinusoidalità della tensione e, se l'impedenza dei circuiti secondari fosse nulla, la terza armonica nel flusso sarebbe completamente annullata.
Dd:in ogni lato del triangolo possono circolare tutte le armoniche per cui la tensione ai capi è perfettamente sinusoidale. Sono dunque sinusoidali anche le tensioni di ogni lato del triangolo secondario per cui in esso non esistono correnti di terza armonica.
Ynd: le correnti di terza armonica possono circolare negli avvolgimenti primari per cui le tensioni sono perfettamente sinusoidali e nel triangolo secondario non si ha circolazione di correnti di terza armonica.
La conclusione più importante è che il collegamento stella-stella è da evitare in presenza di carichi squilibrati in quanto produce uno spostamento del centro stella, diminuisce cioè la tensione sulla fase caricata, aumentando le tensioni delle altre due. La situazione è particolarmente pesante nel caso di trasformatori indipendenti, mentre la soluzione a nucleo unico permette di limitare lo spostamento del centro stella. Qualora il collegamento stella-stella debba essere utilizzato, è opportuno intervenire:

Fig. 6.4.1 – Schema di collegamento Yy

- aggiungere, se possibile, il filo neutro al primario, per fornire un percorso di ritorno per le correnti che si generano a causa dello squilibrio del carico;
- aggiungere un terzo avvolgimento – terziario – collegato a triangolo. Il terziario può essere ovviamente lo stesso usato per alimentare i carichi ausiliari, basta che sia collegato a triangolo. L'avvolgimento deve ovviamente essere dimensionato in modo da poter portare le correnti che possono circolare in esso: di solito vengono progettati per un terzo della potenza nominale dei due avvolgimenti primari.

Da quanto sopra emerge che in pratica i trasformatori stella-stella vengono utilizzati molto raramente, dal momento che le stesse funzioni possono essere svolte da trasformatori trifase con altri tipi di collegamento.
Quindi al fine della limitazione dello squilibrio delle tensioni il collegamento a triangolo è certamente da preferire. Il migliore da questo punto di vista è certamente il collegamento triangolo-triangolo, ma anche i collegamenti triangolo-stella e stella-triangolo si prestano bene ad alimentare carichi squilibrati.

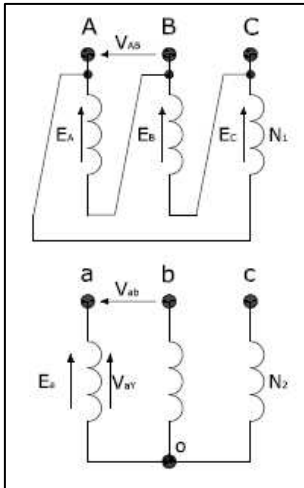



Fig. 6.4.2 – Schema di collegamento Dy

Il secondario a triangolo ridistribuisce parzialmente qualsiasi squilibrio che si possa verificare in quanto nasce in esso una corrente di circolazione che, per la legge di Lenz, tende a ridurre la dissimmetria che l'ha provocata.
Considerando infine il caso del collegamento triangolo-stella si ha che la corrente i_3, richiamata al primario, si richiude tra due fili di linea, senza interessare gli altri avvolgimenti. Le tensioni ai capi degli avvolgimenti primari sono peraltro imposte perché coincidono con le concatenate, e perciò le tensioni di fase secondarie non possono mutare in conseguenza di carichi squilibrati. Questo tipo di collegamento perciò è di uso corrente nella rete di distribuzione dell'energia.

CAPITOLO 4

I SISTEMI DI GESTIONE PER L'ENERGIA

4.1 ENERGY MANAGEMENT

Nel quadro delle dinamiche che controllano l'attenzione data alle varie attività nelle imprese produttive e nelle strutture del terziario, la gestione dell'energia si presenta con caratteristiche sue proprie.
Usualmente la gestione dell'energia è affidata a persone con preparazione tecnica, però le incombenze di tipo amministrativo, di tipo burocratico, di rispetto delle varie normative di sicurezza e di prestazione, di rapporti con le imprese appaltatrici, le cosiddette beghe del giorno per giorno e le varie urgenze, finiscono per assorbire la maggiore attenzione; i momenti dedicati alle scelte tecniche ed alla rielaborazione dei risultati diventano marginali rispetto alle attività di tipo gestionale nelle quali possono essere più utili competenze prettamente amministrative.
Indubbiamente il primo incarico di chi gestisce è garantire che il servizio richiesto ci sia, che sia soddisfacente per chi lo utilizza, poi che sia svolto nel rispetto delle leggi e infine che costi il meno possibile.
L'equilibrio fra la qualità ed il costo del servizio è in funzione sia del tipo di impresa, sia del momento economico, sia molto spesso del ruolo dei vari responsabili e della loro capacità di imporsi.
La capacità di chi gestisce l'energia di far accettare l'importanza del suo punto di vista è fortemente legata alla sua capacità di mettere in luce l'importanza delle sue scelte per l'impresa. Contano tutte le varie valenze degli interventi proposti; questo richiede, a chi gestisce, di dare attenzione non solo alle dinamiche interne all'impresa, ma anche alle continue evoluzioni della normativa e delle priorità politiche per agganciare il suo messaggio ai temi al momento più importanti.
L'impatto della crisi economica iniziata nella seconda metà del 2008 sul sistema energetico e le limitazioni imposte dal Protocollo di Kyoto hanno messo in risalto un obiettivo fondamentale per le imprese produttive e le strutture del terziario: ridurre il fabbisogno energetico senza penalizzare la produzione o la qualità. I traguardi da raggiungere saranno quindi due:

- ridurre la spesa energetica attraverso una buona contrattazione con il fornitore di energia (mercato dell'energia) e interventi di efficienza energetica per ridurre i consumi;
- ridurre gli impatti ambientali.

4.1.1 Gli Energy Manager in Italia

La figura dell'Energy Manager nasce negli USA ai tempi della prima crisi petrolifera del 1973. In Italia è stato istituzionalizzato già dalla legge 308/82, ma è con la legge 10/91 che l'Energy Manager trova un nuovo e più forte impulso. Viene infatti introdotto il Responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia obbligatorio in tutte le aziende e gli enti dell'industria caratterizzati da consumi superiori ai 10.000 tep/anno e nelle realtà del settore civile, terziario e pubblica amministrazione con una soglia di consumo di 1.000 tep/anno. Si tratta di un profilo di alto livello, con competenze manageriali, tecniche, economico-finanziarie, legislative e di comunicazione che supporta i decisori aziendali nelle politiche e nelle azioni collegate all'energia.
Il problema, particolarmente grave, spinse ad affidare ad una persona competente e capace, l'incarico di affrontarlo e risolverlo, attribuendole potere e mezzi necessari. La pubblicazione nel 2009 della norma europea EN 16001 sui Sistemi di Gestione dell'Energia offre un nuovo e potente strumento alle aziende interessate ai benefici economici e ambientali legati all'efficienza energetica e inquadra meglio il ruolo dell'energy manager nell'ambito della struttura di appartenenza.
Contemporaneamente si sta delineando una nuova figura professionale – qualificata e, nel tempo, certificata – l'Esperto in Gestione dell'Energia (EGE), che amplia ed approfondisce le competenze dell'Energy Manager, in risposta alle più recenti Direttive Europee che richiedono un uso più efficiente delle risorse energetiche.

4.1.2 L'esperto in gestione dell'energia (EGE)

Due importanti direttive europee, la Direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico degli edifici (recepita in Italia dal D.Lgs. 192/05) che all'art. 10 recita "Gli Stati membri si assicurano che la certificazione e l'elaborazione delle raccomandazioni che la corredano [..] vengano effettuate in maniera indipendente da esperti qualificati e/o riconosciuti " e la Direttiva 2006/32/CE sull'efficienza energetica degli usi finali e i servizi energetici (recepita in Italia dal D.Lgs. 115/08) che all'art. 8 (Disponibilità di sistemi di qualificazione, accreditamento e certificazione) recita: "Perché sia raggiunto un livello elevato di competenza tecnica, di obiettività e di attendibilità, gli Stati membri assicurano, laddove lo ritengano necessario, la disponibilità di sistemi appropriati di qualificazione, accreditamento e/o certificazione per i fornitori di servizi energetici, di diagnosi energetiche e delle misure di miglioramento dell'efficienza energetica[..]" chiedono che la certificazione e l'elaborazione di raccomandazioni siano effettuate da esperti qualificati e certificati.
L'esperto in gestione dell'energia (EGE) risponde a queste richieste. Nel D.Lgs. 115/08 all'art. 2 comma z) si dà la definizione di EGE : "soggetto che ha le conoscenze, l'esperienza e la capacità necessarie per gestire l'uso dell'energia in modo efficiente"; nell'art.16 il decreto rimanda ad uno o più decreti futuri del

Ministero dello Sviluppo Economico, a seguito dell'adozione di apposita norma tecnica UNI-CEI, ad una procedura di certificazione volontaria per l'esperto in gestione dell'energia.
La norma tecnica UNI-CEI è la 11339:2009 pubblicata a fine dicembre 2009.
L'EGE dunque è una figura professionale moderna ed interdisciplinare chiamata ad agire nel contesto di un nuovo mercato europeo dell'energia che, in attuazione delle Direttive comunitarie che impongono la liberalizzazione del settore, sta cambiando profondamente anche l'equilibrio degli interessi tra consumatori, fornitori di energia ed ESCO (Energy Service Company).
Tale figura associa alle competenze tecniche delle solide basi in materie ambientali, economico-finanziarie, di gestione aziendale e di comunicazione. Essa inoltre si presta naturalmente al ruolo di responsabile del Sistema Gestione Energia nell'ambito della norma EN 16001, pubblicata nel 2009.
Si tratta di capacità sviluppabili attraverso un percorso formativo adeguato e, soprattutto, mediante l'esperienza sul campo.
Il Responsabile nominato ai sensi della legge 10/91 può configurarsi come esperto in gestione dell'energia – e del resto ciò sarebbe in linea con quanto auspicato dalla circolare 226/F del 1993 – ma può anche non esserlo qualora svolga un ruolo di gestione e collaborazione con un esperto esterno. In tal caso è però ancor più opportuno che il livello di inquadramento del Responsabile risulti elevato.

La FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) per rispondere alle richieste delle direttive europee e al nuovo contesto del mercato energetico ha attivato un sistema di certificazione dell'energy management che risponde alla norma tecnica.

4.2 LA NORMA EN 16001 PER I SISTEMI DI GESTIONE DELL'ENERGIA

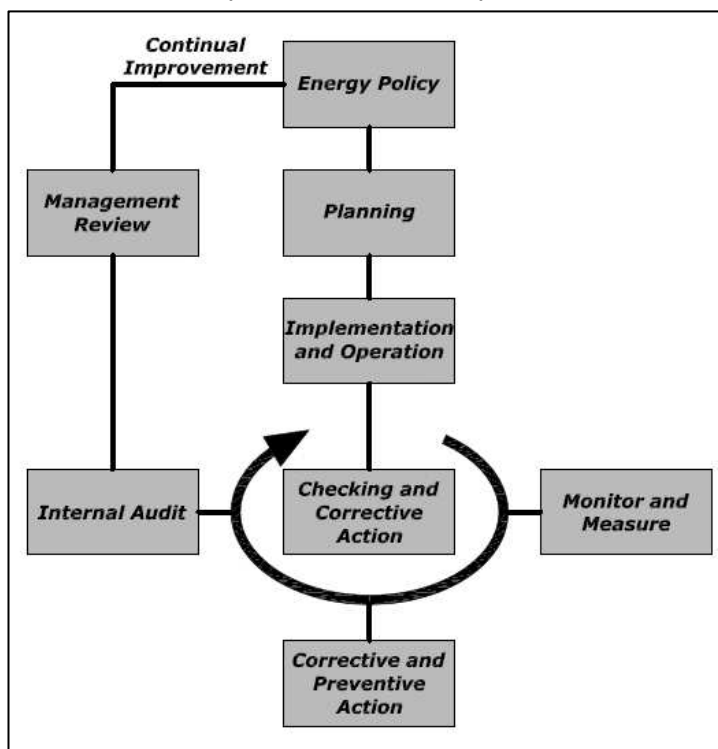
La gestione efficiente dell'energia è attualmente uno dei punti chiave per il successo di ogni tipo di organizzazione o impresa.
Il Sistema di Gestione per l'Energia - Energy Management System (EnMS) -, proposto dalla norma EN 16001, consente alle organizzazioni di sviluppare e implementare politiche e obiettivi che prendano adeguatamente in considerazione la problematica relativa al consumo energetico.
EN 16001 sollecita lo sviluppo di una politica energetica, partendo dall'identificazione dei consumi energetici passati, presenti e futuri fino all'adozione di un piano di monitoraggio. Dalla comparazione e analisi dei consumi, si possono ottenere informazioni utili per mettere in atto piani di miglioramento dell'efficienza energetica, con conseguente riduzione dei costi per l'energia.
EN 16001 non descrive nel dettaglio la modalità con cui le attività operative aziendali devono essere condotte, bensì identifica il quadro di riferimento (framework) che consente di avere un sistema di gestione energetico efficace. Inoltre, anziché suggerire una vasta gamma di soluzioni tecniche da adottare nelle

aree di maggiore consumo, preferisce sollecitare un vero e proprio cambiamento delle abitudini individuali e collettive, al fine di integrare considerazioni di efficienza energetica nei processi decisionali quotidiani.

4.2.1 La struttura

EN 16001 è uno standard Europeo che si basa su una metodologia consolidata, nota come PDCA (Plan, Do, Check, Act).
I requisiti necessari per implementare lo standard includono:

- Plan: identificare aspetti energetici e obblighi legali, stabilire obiettivi energetici e i relativi target.
- Do: assegnare risorse e responsabilità; accrescere la consapevolezza dell'organizzazione e fornire training adeguato; promuovere la comunicazione interna ed esterna; implementare controlli operativi.
- Check: stabilire un programma di monitoraggio della gestione energetica; valutare la conformità con obblighi legali; identificare e gestire non conformità; controllare le rilevazioni; effettuare verifiche interne sul sistema di gestione energetico.
- Act: revisione del sistema di gestione dell'energia da parte del top management, per attuare potenziali migliorie e cambiamenti.

Il sistema di gestione secondo il formato Plan-Do-Check-Act assicura che EN 16001 possa essere utilizzato da tutte le organizzazioni di qualsiasi dimensione e tipologia, con benefici sia in grosse multinazionali che in piccole e medie imprese.
I requisiti dello standard possono essere allineati con quelli di altre norme ampiamente utilizzate per altri sistemi di gestione, come ISO 9001 e 14001.
Le organizzazioni che desiderano dimostrare conformità ai requisiti della EN 16001, o assicurare ai loro clienti che hanno un sistema di gestione dell'energia appropriato, potranno farlo tramite una certificazione indipendente.

4.2.2 Gli elementi chiave

La EN 16001:

- permette una riduzione dei costi energetici attraverso un processo di identificazione, misura e gestione del consumo di energia. La diminuzione dei consumi, soprattutto durante le ore di picco, consente, inoltre, di ottenere vantaggi contrattuali nei confronti dei fornitori di energia garantendo così anche un approvvigionamento energetico sicuro;
- ha un approccio sistematico al miglioramento continuo e permanente dell'efficienza energetica delle organizzazioni di ogni tipo o dimensione;
- basata sul Modello PDCA, facilita l'allineamento e l'integrazione con altri sistemi di gestione;
- prende in considerazione obblighi legali;
- ha un impatto sulla catena di fornitura: nell'acquisto di strumenti/impianti con impatto elevato sul consumo di energia, l'organizzazione dovrebbe informare i fornitori che l'acquisto viene valutato anche sulla base di parametri di efficienza energetica;
- permette certificazione di parte terza;
- consente la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e di carbonio, ottimizzando la performance ambientale nel rispetto dei limiti di legge attuali e futuri, contribuendo inoltre al miglioramento dell'immagine aziendale e del rapporto con gli stakeholder.

4.2.3 Motivi per ottenere la Certificazione EN 16001

I principali motivi per attere la Certificazione EN 16001 si possono riassumere in pochi punti:

- riduzione dei costi energetici mediante una sistematica gestione dell'energia (razionalizzazione);
- miglioramento continuo/integrazione dei sistemi di gestione e conseguente efficacia: l'integrazione della gestione dell'energia alla struttura organizzativa aziendale permette la riduzione dei costi, il miglioramento dell'efficienza e della performance energetica anno dopo anno;
- potenziamento della reputazione aziendale: Le azioni preventive e volontarie volte alla riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di carbonio mostrano l'impegno sostenuto dall'azienda nei confronti dei propri stakeholders;
- Miglioramento dell'immagine: credibilità da parte dell'organizzazione;
- Incremento e mantenimento della motivazione del personale
  Il coinvolgimento del personale nella pianificazione e nell'implementazione dei piani di risparmio energetico, permette loro di contribuire al miglioramento e di beneficiare dei loro stessi contributi;

- Approvvigionamento energetico sicuro e vantaggi contrattuali grazie alla riduzione dell’elevato consumo di energia durante le ore di picco (migliore programmazione dei consumi e approvvigionamento ottimale).

CAPITOLO 5

MOTORI ELETTRICI

La dipendenza energetica dell'Italia dall'estero è ormai ben nota. Non disponendo in misura significativa di fonti energetiche nazionali, preso atto dell'apporto limitato delle fonti rinnovabili, il nostro Paese, per far fronte alla crescente domanda di energia elettrica, è costretto da sempre ad importare quote significative sia di combustibili fossili dalle aree di estrazione sia di energia elettrica dai nostri vicini d'oltralpe, evidenziando la sua vulnerabilità a causa delle perduranti oscillazioni del prezzo del greggio e delle possibili tensioni politiche nei Paesi produttori con le conseguenti difficoltà di approvvigionamento.
La forte dipendenza della produzione di energia elettrica dai combustibili fossili si riflette negativamente sia sulle emissioni inquinanti, sia sul costo della bolletta: prova ne sia che l'Italia, tra i paesi europei, ha uno dei prezzi più alti dell'energia elettrica per le aziende industriali, le quali si trovano così a dover competere nel mercato globale con le concorrenti estere gravate da un handicap in partenza. È dunque imperativo, al fine di migliorare la propria competitività, che le imprese cerchino di contenere i costi della bolletta elettrica, riducendo i consumi.
A livello nazionale l'energia elettrica utilizzata dal settore industriale è pari a circa il 50% del consumo totale e di questa circa il 74% è stata utilizzata per il funzionamento dei sistemi motore. Vari studi, afferenti al Progetto SAVE della Commissione Europea, hanno evidenziato la possibilità di risparmiare sino al 29% dell'energia consumata dagli azionamenti elettrici (il che corrisponde ad un massimo di 16 milioni di tonnellate di CO_2 non immesse in atmosfera, pari a oltre il 17% di quanto l'Italia dovrebbe tagliare per centrare l'obiettivo previsto dal Protocollo di Kyoto), tramite interventi aventi un tempo di ritorno degli investimenti inferiore a tre anni.

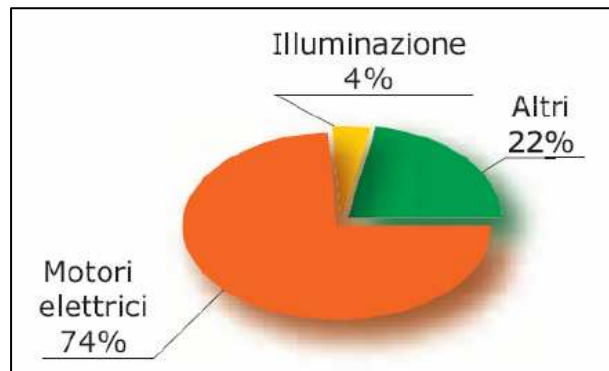



Fig. 5.1 – Consumi di energia elettrica nel settore industriale

5.1 EUROPEAN COMMITTEE OF MANIFACTURERS OF ELECTRICAL MACHINES AND POWER ELECTRONICS (CEMEP)

Il CEMEP (Comité Européen de Constructeurs de Machines Electriques et d'Electronique de Puissance) rappresenta i costruttori europei di macchine elettriche ed apparecchiature e sistemi elettronici di potenza. È stato fondato il 1 gennaio

1991 succedendo alle due commissioni di settore COMEL e COCOS, che sono state sciolte il 31 di dicembre 1990.
La mission del CEMEP consiste in:

- elaborazione e presentazione delle osservazioni sulla politica europea in materia commerciale ed industriale, per quanto ciò influisce direttamente sugli interessi dei produttori di macchine elettriche e di apparecchiature e sistemi di elettronica di potenza;
- elaborazione e presentazione di osservazioni sulle disposizioni legislative e regolamentari quando queste riguardano le aree di prodotto rappresentate dal CEMEP;
- esame di temi specifici come ad esempio questioni statistiche, standard e requisiti di sicurezza;
- fornire una migliore visione d'insieme del mercato europeo e mondiale delle macchine elettriche e delle apparecchiature e sistemi di elettronica di potenza.

5.1.1 Classi di efficienza

Non c'è una legge che impone standard minimi sui rendimenti dei motori elettrici. Ognuno può costruire il motore che vuole. Ultimamente, però, il CEMEP (Comitato Europeo Costruttori Macchine Rotanti e Elettronica di Potenza) e la Commissione Europea hanno raggiunto un accordo volontario sulla costruzione di motori elettrici: si riferisce a motori asincroni trifase di bassa tensione, con rotore a gabbia in corto circuito unificati, autoventilati, in costruzione chiusa IP54 e IP55, alimentati a tensione di 400 Volt di linea e 50 Hz, in una gamma di potenza compresa tra 1,1 kW e 90 kW a 2 poli e a 4 poli, per servizio continuo S1. Si sono stabilite tre classi di efficienza eff1, eff2 e eff3 (la eff1 è la migliore, la eff3 la peggiore). Per ogni classe sono stati definiti i rendimenti minimi. I costruttori aderenti all'accordo si sono impegnati a rispettare questi valori minimi. Nel grafico di figura 5.1.1.2 sono riportati, per ciascuna classe di efficienza, i rendimenti minimi di un motore a 4 poli in funzione della potenza. Come si può facilmente dedurre dal grafico, man mano che aumenta la potenza le differenze di rendimento tra le classi si assottigliano. In virtù di tale

Fig. 5.1.1.1 – Simboli di marcatura

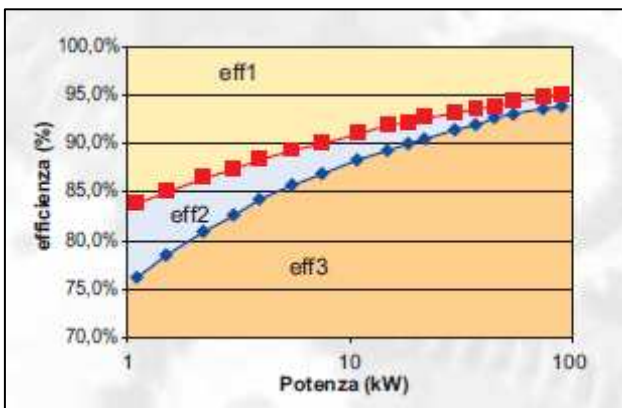



Fig. 5.1.1.2 – Efficienza dei motori elettrici a 4 poli

accordo ogni motore avrà la sua marcatura (il simbolo della marcatura è riportato nella figura 5.1.1.1) a dimostrazione della classe di efficienza alla quale appartiene. Così, d'ora in poi, un industriale quando acquisterà un motore elettrico, scegliendo la classe di efficienza, avrà fatto una scelta ben precisa sui costi di esercizio. I motori attualmente montati negli impianti che non rientrano in questo accordo perché antecedenti avranno un rendimento che si trova sicuramente nella zona bassa del grafico contrassegnata da eff3.

POTENZA NOMINALE [Kw]	RENDIMENTI MOTORI A 2 POLI [%]	RENDIMENTI MOTORI A 4 POLI [%]
5,5	88,6	89,2
7,5	89,5	90,1
11	90,5	91
15	91,3	91,8
18,5	91,8	92,2
22	92,2	92,6
30	92,9	93,2
37	93,3	93,6
45	93,7	93,9
55	94	94,2
75	94,6	94,7
90	95	95

Tab. 5.1.1.1 – Rendimenti minimi dei motori ad alta efficienza in funzione della potenza nominale

5.1.2 Campo di applicabilità e convenienza

Come già evidenziato circa il 74% di tutti i consumi industriali di elettricità sono dovuti ai motori elettrici, pertanto interventi che portano ad incrementare l'efficienza di tali dispositivi producono una ricaduta di risparmio significativa.
Praticamente in tutte le applicazioni ed i processi industriali, nonché nei sistemi di condizionamento e ventilazione e nei circuiti idraulici connessi a ventilatori e pompe, sono presenti motori elettrici che possono essere sostituiti da motori elettrici ad alta efficienza, previa specifica valutazione di convenienza. Questo tipo di analisi deve considerare vari aspetti quali:

- la situazione dei motori elettrici esistenti (in caso di rottura di un motore elettrico è possibile intervenire con specifiche riparazioni – riavvolgimenti - che, pur rimettendo il dispositivo in funzione, comportano una perdita di rendimento che può andare dallo 0,5% al 4%);
- la durata di funzionamento;
- il coefficiente di carico (ovvero la percentuale rispetto al pieno carico alla quale lavora il motore);
- il costo di un motore elettrico ad alta efficienza, il costo di un motore elettrico tradizionale e i costi di riparazione.

Figura 5.1.2.1 – Costi di acquisto e di esercizio di un motore elettrico

La semplice comparazione del costo di acquisto sarebbe fuorviante in quanto, analizzando il costo di un motore elettrico nell'arco della sua intera vita, il costo di acquisto rappresenta meno del 2% mentre la restante parte è rappresentata quasi interamente dal consumo di elettricità (i costi di manutenzione sono infatti poco significativi in quanto i motori elettrici sono dispositivi molto affidabili e "infaticabili"); il "sovrapprezzo" legato alla scelta di un motore elettrico ad alta efficienza viene quindi coperto nel tempo dal risparmio di energia elettrica che questo dispositivo consente di ottenere. Il tempo necessario a rientrare dell'investimento dipende dal valore dell'investimento fatto e dall'entità del risparmio energetico prodotto (valore direttamente collegato alla potenza del macchinario, alla sua efficienza e alle ore di utilizzo). In tabella 5.1.2.1 sono riportate le formule per calcolare lo specifico tempo di rientro dell'investimento per l'installazione di un motore elettrico ad alta efficienza nei vari casi possibili.

Pur ribadendo la necessità di procedere a valutazioni accurate di fattibilità dell'investimento, mediante i calcoli evidenziati nella tabella 5.1.2.1, possono essere fornite le seguenti utili indicazioni di massima:

- per motori di piccola taglia (sotto i 10 kW) sono sufficienti poche migliaia di ore di funzionamento per rendere conveniente la sostituzione di un motore standard fuori uso con un nuovo motore elettrico ad alta efficienza rispetto alla riparazione del motore standard. Il numero di ore di funzionamento oltre il quale si realizzano condizioni di convenienza aumenta all'aumentare della potenza del motore;
- in molte realtà i motori di piccola potenza possono essere convenientemente sostituiti con motori ad alta efficienza prima di aspettare che arrivino a rottura.

Queste considerazioni non tengono conto di altri possibili vantaggi economici realizzabili mediante l'installazione di motori elettrici ad alta efficienza (es. forme di incentivo fiscale o altro), ma considerano solo il risparmio energetico ottenibile (in tabella 5.1.2.2 sono riportati alcuni valori indicativi di risparmio energetico prodotto in funzione della potenza del motore e delle ore di funzionamento).

Situazione specifica	**Formula per il calcolo del tempo di rientro dell'investimento**	**Significato dei termini**
Sostituzione di un motore elettrico tradizionale in caso di rottura	$T = \dfrac{\left(C_{hem} - C_{riav}\right)}{\left(P \cdot C_c \cdot h \cdot c \cdot \left(\dfrac{1}{eff_{std} - eff_{riav}} - \dfrac{1}{eff_{hem}}\right)\right)}$	T =*tempo di rientro dell'investimento* C_{hem} =*costo motore alta eff. (€)* C_{std} =*costo motore standard (€)* C_{riavv} =*costo del riavvolgimento (€)* C_c =*coeff. di carico* h =*durata di funzion. (ore/anno)* c =*costo dell'energia elettrica (€/kWh)* eff_{std} =*rendimento nominale motore standard* eff_{hem} =*rendimento nominale motore alta efficienza* eff_{riav} =*perdita rendimento per riavvolgimento*
Sostituzione di un motore elettrico tradizionale funzionante	$T = \dfrac{\left(C_{hem}\right)}{\left(P \cdot C_c \cdot h \cdot c \cdot \left(\dfrac{1}{eff_{std}} - \dfrac{1}{eff_{hem}}\right)\right)}$	
Acquisto di un nuovo motore	$T = \dfrac{\left(C_{hem} - C_{std}\right)}{\left(P \cdot C_c \cdot h \cdot c \cdot \left(\dfrac{1}{eff_{std}} - \dfrac{1}{eff_{hem}}\right)\right)}$	

Tab. 5.1.2.1 – Installazione di un motore elettrico ad alta efficienza: formule di valutazione del tempo di rientro dell'investimento

		Risparmi in Tep/anno			Risparmi in kWh/anno			Risparmi in €/anno		
		Ore annue di funzionamento del motore			Ore annue di funzionamento del motore			Ore annue di funzionamento del motore		
Potenza kW	**Efficienza motore standard**	**2000**	**4000**	**7680**	**2000**	**4000**	**7680**	**2000**	**4000**	**7680**
1,1	74,2%	0,06	0,11	0,22	255	509	978	45,90	91,62	176,04
1,5	76,5%	0,06	0,13	0,25	294	588	1129	52,92	105,84	203,22
2,2	79,0%	0,08	0,16	0,30	358	716	1374	64,44	128,88	247,32
3	80,6%	0,10	0,19	0,37	434	869	1668	78,12	156,42	300,24
4	82,2%	0,11	0,22	0,43	504	1009	1936	90,72	181,62	348,48
5,5	83,7%	0,13	0,27	0,51	608	1216	2334	109,44	218,88	420,12
7,5	85,0%	0,16	0,33	0,63	749	1498	2877	134,82	269,64	517,86
11	86,9%	0,19	0,38	0,72	855	1711	3285	153,90	307,98	591,30
15	87,9%	0,24	0,48	0,92	1087	2175	4176	195,66	391,50	751,68
18,5	88,5%	0,28	0,55	1,06	1258	2517	4832	226,44	453,06	869,76
22	89,0%	0,32	0,63	1,22	1442	2883	5535	259,56	518,94	996,30
30	90,3%	0,34	0,68	1,31	1551	3101	5954	279,18	558,18	1071,72
37	90,9%	0,39	0,77	1,49	1761	3522	6763	316,98	633,96	1217, 34
45	91,4%	0,43	0,87	1,66	1966	3932	7550	353,88	707,76	1359,00
55	92,0%	0,46	0,92	1,77	2094	4189	8042	376,92	754,02	1447,56
75	92,6%	0,59	1,19	2,28	2694	5388	10345	484,92	969,84	1862,10
90	92,9%	0,71	1,41	2,71	3212	6425	12335	578,16	1156,50	2220,30

Tab. 5.1.2.2 – Valori di risparmio energetico ottenibili con utilizzo di motori elettrici ad alta efficienza in sostituzione di un motore standard (assunzioni per i calcoli: coeff. di carico pari a 0,75; rendimenti dei motori ad alta efficienza pari a quelli minimi dei motori di classe eff1)
1 Tep = 4545,455 kWh
1 kWh = 0,22 x 10-3 Tep
Costo energia elettrica assunto pari a 0,18 €/kWh

5.2 NUOVE CLASSI DI EFFICIENZA PER I MOTORI TRIFASE IN BASSA TENSIONE (IE-CODE)

Il fattore di efficienza definisce l'efficienza dei motori quando trasformano l'energia elettrica in energia meccanica. Per molti anni i motori a bassa tensione trifase nell'Unione Europea sono stati venduti in tre classi di efficienza EFF3, EFF2 e EFF1. Il sistema di classificazione di efficienza energetica è stato introdotto e ben collaudato in molti paesi in tutto il mondo. Essi, purtroppo, differiscono l'uno dall'altro in termini di scopo, contenuto e valori. Questo è stato il motivo per far sviluppare e pubblicare all'International Electrotechnical Commission IEC uno standard di efficienza energetica che elimini tutte le diverse questioni nazionali. In parallelo IEC ha sviluppato e rilasciato un nuovo standard per la determinazione del rendimento del motore. La nuova norma IEC 60034-30 definisce e armonizza a livello mondiale le classi di efficienza IE1, IE2 e IE3 per motori trifase in bassa tensione.
La nuova EN 60034-30:2009 definisce le seguenti classi di efficienza per tutto il mondo di motori asincroni trifase a bassa tensione nella gamma di potenza da 0,75 kW a 375 kW:

- IE1 = Standard efficiency (paragonabile a EFF2)
- IE2 = High efficiency (paragonabile a EFF1)
- IE3 = Premium efficiency

Maggiore è la classe di efficienza, più elevata è la complessità di produzione dei motori e più alto è la quantità di materiale utilizzato (come per esempio rame). Il prezzo del motore aumenta di conseguenza. In relazione al periodo di vita del motore il prezzo di acquisto è solo qualche punto percentuale a e causa del costo dell'energia risparmiata il periodo di pay-back è breve.
La nuova normativa diventerà effettiva in tre differenti fasi a partire da metà del 2011.
Anche il metodo per la misurazione dell'efficienza dei motori asincroni trifase in bassa tensione è stato rivisto con la nuova norma EN 60034-2-1:2007. La nuova norma aumenta in modo significativo l'accuratezza nel definire le condizioni di laboratorio. Essa sostituirà il precedente standard EN 60034-2:1996. La nuova norma può essere applicata da oggi. Il vecchio standard sarà nulla nel novembre 2010.
I livelli di efficienza secondo EN 60034-30 sono misurati con il nuovo metodo stabilito nella norma EN 60034-2-1. In un confronto diretto dei due metodi di misurazione per lo stesso motore, si prevede che il livello di efficienza determinato secondo il nuovo metodo sia fino a qualche punto percentuale al di sotto del livello di efficienza determinato con il vecchio metodo. Per ottenere la compatibilità con le vecchie classi EFF1 e EFF2, i valori limite delle classi IE2 e IE1 sono stati abbassati leggermente.
Per esempio, un motore odierno EFF1, 4 poli, con potenza 11kW e rendimento 91,0% è identico a un nuovo motore IE2 con rendimento 89,8%. Il motore non è cambiato fisicamente, ma misurato con due metodi diversi.

IEC 60034-30	*CEMEP Accordo volontario europeo*	*US EPAct*	*Regolamentazioni locali*
IE3 Premium efficiency		*Identica alla NEMA Premium efficiency*	
IE2 High efficiency	*Comparabile all’EFF1*	*Identica alla NEMA Energy efficiency / EPACT*	*Canada Messico Australia Nuova Zelanda Brasile 2009 Cina 2011 Svizzera 2012*
IE1 Standard efficiency	*Comparabile all’EFF2*	*Al di sotto dell’efficienza standard*	*Cina Brasile Costa Rica Israele Taiwan Svizzera 2010*

Tab. 5.1.3.1 – Confronto tra le classi di efficienza IEC, CEMEP ed EPACT

Inoltre, la IEC 60034-30 introdurrà la IE4 / Super Premium Efficiency un livello superiore alla IE3.
Inoltre dal 16 giugno 2011, data di applicazione della nuova norma, le seguenti informazioni devono essere mostrate in targa e nella documentazione del motore:

- il valore di efficienza nominale minimo al 100%, 75% e 50% del carico;
- livello di Efficienza (IE2 o IE3);
- anno di produzione.

Fig. 5.1.3.1 – Esempio di nuova tipologia di targa dati secondo la EN 60034-30

5.3 INCENTIVI FISCALI PER L'ACQUISTO DI MOTORI ELETTRICI E INVERTER

L. 27 dicembre 2006 n. 296 (legge finanziaria 2007). Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato. Art. 1 (estratto).

(S.O.G.U. n. 299 del 27/12/2006)

Comma 358 (Detrazione spese per acquisto di motori ad elevata efficienza di potenza elettrica)

Per le spese documentate, sostenute entro il 31 dicembre 2007, per l'acquisto e l'installazione di motori ad elevata efficienza di potenza elettrica, compresa tra 5 e 90 kW, nonche' per la sostituzione di motori esistenti con motori ad elevata efficienza di potenza elettrica, compresa tra 5 e 90 kW, spetta una detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 20 per cento degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di 1.500 euro per motore, in un'unica rata.

Comma 359 (Detrazione spese per l'acquisto e l'installazione di variatori di velocita' (inverter) su impianti con potenza elettrica)

Per le spese documentate, sostenute entro il 31 dicembre 2007, per l'acquisto e l'installazione di variatori di velocita' (inverter) su impianti con potenza elettrica compresa tra 7,5 e 90 kW spetta una detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 20 per cento degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di 1.500 euro per intervento, in un'unica rata.

Comma 360 (Modalita' attuative dei commi 358 e 359)

Entro il 28 febbraio 2007, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sono definite le caratteristiche cui devono rispondere i motori ad elevata efficienza e i variatori di velocita' (inverter) di cui ai commi 358 e 359, i tetti di spesa massima in funzione della potenza dei motori e dei variatori di velocita' (inverter) di cui ai medesimi commi, nonche' le modalita' per l'applicazione di quanto disposto ai commi 357, 358 e 359 e per la verifica del rispetto delle disposizioni in materia di ritiro delle apparecchiature sostituite.

Già la legge finanziaria 2007 (riportata qui per estratto limitatamente ai commi 358, 359 e 360), nell'intento di promuovere il risparmio energetico, dispone – tra le altre provvidenze – incentivi per l'acquisto e l'installazione di motori elettrici ad alta efficienza di potenza compresa tra 5 e 90 kW e per l'installazione di inverter su impianti di potenza tra 7,5 e 90 kW. Tali incentivi consistono in una detrazione di imposta pari al 20% di quanto speso, sino ad un massimo di 1500 euro in un'unica rata per ciascun apparecchio. Se si considera che i 2/3 di tutti i consumi elettrici industriali sono dovuti ai motori elettrici, per la maggior parte di efficienza molto bassa, ben si comprende la ragione dell'intervento del legislatore.

Ora, la finanziaria 2008, attraverso il decreto 9 aprile 2008 (vedi Allegato II), pubblicato sulla G.U. n.° 147 del 25-6-2008, ha esteso gli incentivi fino alla fine del 2010.

In sostanza, è prevista una detrazione di imposta del 20% per l'acquisto e l'installazione di motori elettrici trifasi in bassa tensione ad elevata efficienza con potenza compresa tra 5 e 90 kW, sia nel caso di nuova installazione che per la sostituzione di vecchi apparecchi. Per riqualificare anche i consumi energetici aziendali, la stessa detrazione si ha per l'acquisto e l'installazione di variatori di velocità (o inverter) con potenze da 7,5 a 90 kW.

I beneficiari, ovviamente, sono soprattutto imprese e società ma possono esserlo in generale tutti i contribuenti, siano essi persone fisiche o professionisti. Condizione essenziale è che questi siano comunque gli utilizzatori finali interessati a ridurre i consumi e migliorare la propria competitività.

Ad essere agevolati sono l'acquisto e l'installazione o la locazione finanziaria di motori elettrici asincroni trifasi alimentati a 400 V e 50 Hz, a due o quattro poli, che

garantiscano un rendimento in linea con i migliori standard italiani e europei e che siano utilizzati in Italia. Il rendimento minimo, a pieno carico e per ciascuna fascia di potenza, deve essere dichiarato dal produttore su un certificato che accompagni la macchina ed è chiaramente riportato in tabella 5.3.1.

Potenza nominale (kW)	2 poli	4 poli
5,5	88,6%	89,2%
7,5	89,5%	90,1%
11	90,5%	91,0%
15	91,3%	91,8%
18,5	91,8%	92,2%
22	92,2%	92,6%
30	92,9%	93,2%
37	93,3%	93,6%
45	93,7%	93,9%
55	94,0%	94,2%
75	94,6%	94,7%
90	95,0%	95,0%

Tab. 5.3.1 - Motori ad elevata efficienza. Rendimenti minimi in funzione della potenza nominale

Inoltre la stessa agevolazione è riservata anche ai variatori di velocità (o inverter) applicati ai motori elettrici e basati sul principio di variazione della frequenza e della tensione di alimentazione.

L'ammontare dell'incentivo è il 20% della spesa totale sostenuta, comprensiva dei costi di acquisto e installazione, che deve essere detratto dall'imposta lorda 2007. Tuttavia il decreto fissa tetti massimi di acquisto per ciascun motore o inverter per ogni fascia di potenza, avendo come riferimento i prezzi di mercato e anche un costo massimo di installazione a forfait (vedi tabelle 5.3.2 e 5.3.3). In nessun caso la detrazione potrà superare i 1.500 euro per ciascun apparecchio.

Potenza nominale (kW)	Spesa massima ammissibile per ogni motore (€)		
	Acquisto	Installazione	Totale
5,5	700	100	800
7,5	850	100	950
11	1000	100	1100
15	1200	100	1300
18,5	1500	150	1650
22	1800	150	1950
30	2200	150	2350
37	2600	150	2750
45	3300	200	3500
55	4000	200	4200
75	5300	200	5500
90	6100	200	6300

Tab. 5.3.2 - Motori ad alta efficienza. Tetto di spesa ammissibile in funzione della potenza nominale

Potenza nominale (kW)	Spesa massima ammissibile per ogni variatore (€)		
	Acquisto	Installazione	Totale
7,5	1200	200	1400
11	1450	200	1650
15	1850	200	2050
18,5	2400	300	2700
22	2700	300	3000
30	3400	300	3700
37	3800	400	4200
45	4600	400	5000
55	5300	400	5700
75	6200	500	6700
90	7700	500	8200

Tab. 5.3.3 - Variatori di velocità. Tetto di spesa ammissibile in funzione della potenza nominale

5.4 MOTORI AC O DC: LA SOLUZIONE PIU' CONVENIENTE

Il mercato dei motori elettrici degli anni 2000 è sempre più dominato dai motori asincroni trifasi, anche detti motori ad induzione.
Questa tendenza è cominciata nel finire degli anni '80, quando i transistor di tipo IGBT hanno raggiunto una elevata qualità ed affidabilità.
Questi componenti, infatti, si sono dimostrati fondamentali per lo sviluppo dell'elettronica di potenza al fine di realizzare dispositivi per il controllo dei motori asincroni trifasi, ossia gli Inverter.

Fig. 5.4.1 – Motore AC con raffreddamento ad aria superficiale

Prima di allora la regolazione della velocità sui motori asincroni trifasi era pressoché impossibile, e si attuava o con sistemi meccanici (variatori di giri) o con sistemi elettromeccanici, ma con notevoli perdite energetiche.
Si ricorreva quindi ai motori in corrente continua a collettore.
Gli inverter negli anni '90 si sono sempre più affermati per il controllo di velocità dei motori asincroni, e tale tecnologia, nella metà degli anni 90, ha visto l'introduzione di un nuovo modello ancora più rivoluzionario del primo : gli inverter "vettoriali".
Con questa tecnologia si è praticamente arrivati al controllo del motore asincrono trifase completo e di grande precisione, tale da rendere il motore in corrente continua obsoleto.
Attualmente il mercato italiano dei motori elettrici in bassa tensione è indicativamente così suddiviso (statistiche ANIE 2000-2004) :

- Motori Asincroni Trifasi 80%
- Motori Brushless 16%
- Motori in Corrente Continua 4%

Vediamo ora un confronto tra il motore in corrente continua a collettore ed il motore ad induzione a gabbia di scoiattolo proprio per approfondire questa evoluzione del mercato. Il confronto è tra due ipotetici motori con le stesse caratteristiche (in particolare in termini di potenza). L'ipotesi comprende un sistema di controllo elettronico per entrambi i motori : un inverter per il motore AC, ed un convertitore-regolatore per il motore DC.

Fig. 5.4.2 – Suddivisione del mercato italiano dei motori elettrici in bassa tensione

La valutazione tra le due tipologie

di motori prendere in considerazione tutti gli aspetti di tali macchine e non solo l'aspetto puramente relativo al rendimento.

5.4.1 Caratteristiche elettromeccaniche

Per potenze e velocità elevate i motori DC hanno dei limiti costruttivi che per i motori AC praticamente non esistono: in pratica in commercio non si trovano motori DC il cui prodotto tra la potenza e il numero di giri al minuto superi il valore di $2{,}6 \cdot 10^6$ kW·rpm. Da ciò si deduce, ad esempio, che è praticamente impossibile trovare sul mercato un motore da 3000 rpm con una potenza di 1000 kW.
Inoltre nei motori DC la vicinanza delle lamelle del collettore non permette la costruzione di motori con tensioni nominali elevate. Eccezionalmente, come nel settore ferroviario, si arriva a 4000V con motori speciali.
Per il tipo di circuito poi il motore AC ha intrinsecamente una maggior rapidità di risposta elettrica, cioè una costante di tempo elettrica minore, in quanto la variazione di corrente, quindi di coppia, è limitata dalla sola induttanza di dispersione degli avvolgimenti statorici. Nei motori DC invece c'è la presenza del collettore, quindi il problema della commutazione, che inserisce un ritardo "meccanico" difficilmente quantificabile.
Infine per capire il rendimento delle due tipologie di motori (convertitori esclusi) analizziamo la tabella 5.4.1.1 nella quale sono proposti i rendimenti indicati per alcuni motori asincroni e DC di produzione ABB.

Tab. 5.4.1.1 – Confronto dei valori del rendimento per alcuni motori AC e DC di produzione ABB

Potenza	Motore AC	Motore DC
1 kW	80%	75%
10 kW	87%	77%
50kW	94%	84%
100kW	95%	90%
350kW	96%	92%
1MW	97%	93%

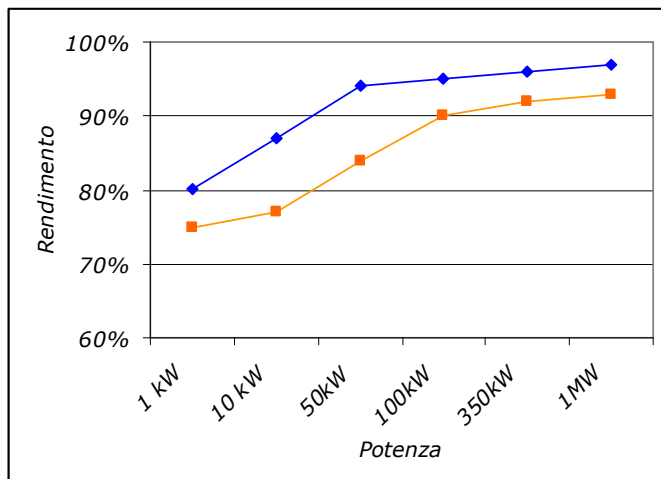



Fig. 5.4.1.1 – Visualizzazione grafica dei valori contenuti nella tab. 5.4.1.1

Si deduce quindi che, per quel che riguarda il rendimento, la convenienza del motore asincrono non può essere messa in discussione.
Da tener presente che la tabella 5.4.1.1 non comprende i motori AC ad alta efficienza standardizzati per i costruttori Europei dal consorzio CEMEP.

5.4.2 Caratteristiche meccaniche

Il primo vantaggio del motore asincrono sul motore DC è relativo alle dimensioni in quanto generalmente quest'ultimo occupa uno spazio maggiore:

- in lunghezza, dato che ha il collettore con le spazzole;
- il altezza, in quanto il rotore ha un diametro maggiore, per la presenza degli avvolgimenti e soprattutto per problemi dovuti alla commutazione;
- per il raffreddamento del rotore e del collettore, che necessitano di un efficiente ed ampio sistema di ventilazione.

Infatti nel motore AC il punto di maggior riscaldamento è negli avvolgimenti statorici. Il rotore infatti essendo a gabbia può sopportare temperature maggiori, quindi non necessita di alcun controllo. Essendo però lo statore a diretto contatto con la carcassa del motore, lo smaltimento del calore verso l'esterno è piuttosto semplice, e avviene per conduzione dal metallo dello statore alla carcassa in ferro o allumino, che esternamente è anche dotata di apposite alettature.
Nel motore DC invece il calore viene sviluppato prevalentemente nel rotore, e lo smaltimento può avvenire solamente mediante ventilazione forzata, che ha una potenza da aggiungere all'assorbimento elettrico del motore. Il motore DC quindi deve mantenersi su temperature di funzionamento più basse.
Per questo i motori AC sono disponibili con qualunque grado di protezione: da IP44 a IP65, da ADPE ad AD-FE, ecc. Nei motori in corrente continua un aumento nel grado di protezione, seppur possibile, riduce la temperatura di funzionamento in quanto limita il raffreddamento.
Il fatto poi che il motore DC abbia un diametro maggiore di quello asincrono fa sì che ciò si ripercuota sul momento d'inerzia : questa caratteristica sta a significare che il motore AC possiede una maggiore accelerazione a parità di coppia, e quindi una "agilità" migliore. Si può quindi dire che il motore AC possiede una maggior "prontezza".
Per quanto riguarda la manutenzione poi non ci sono paragoni. A parte l'eventuale usura dei cuscinetti, che è equivalente nei due motori, i motori DC necessitano di operazioni di manutenzione molto frequenti (la sostituzione delle spazzole) ed altre molto complesse (la rettifica del collettore) che richiedono un fermo macchina di diversi giorni se non addirittura settimane. Per proteggere il motore ad induzione dai sovraccarichi termici, è sufficiente controllare la temperatura degli avvolgimenti di statore in quanto la gabbia di rotore può raggiungere temperature superiori. Nei motori a corrente continua occorre controllare l'avvolgimento d'armatura e, per grandi potenze, è necessario un interruttore per corrente continua molto costoso e che necessita di manutenzione.

Un altro svantaggio dei motori DC è rappresentato dalla robustezza meccanica, in quanto presentano un punto debole nel rotore: l'isolamento degli avvolgimenti può deteriorarsi molto rapidamente sia per le sollecitazioni meccaniche (marcia, arresto, accelerazioni, ecc) sia per quelle termiche.
Nei motori DC la presenza del collettore impedisce poi di raggiungere elevate velocità, in quanto lo scintillio raggiungerebbe livelli inaccettabili portando ad un calo del rendimento del motore, oltre ad ulteriori problemi meccanici.
Infine per proteggere termicamente un motore AC, è sufficiente installare un sensore tra gli avvolgimenti dello statore. Il rotore infatti essendo a gabbia può sopportare temperature maggiori rispetto allo statore, quindi non necessita di alcun controllo. Nel motore DC invece il punto critico in fatto di temperatura è proprio il rotore, nel quale non è possibile installare delle proprie sonde di temperatura. Per i motori di grossa potenza si usa un interruttore termico, molto sofisticato e costoso, che viene installato nel rotore stesso.

Il motore asincrono trifase a gabbia di scoiattolo si dimostra vincente su tutti i fronti. I lati positivi del motore AC, del resto, sono già noti : è affidabile, compatto, economico, funziona alla tensione di rete, e non necessita di manutenzione. Sul mercato sono disponibili centinaia di modelli di motori asincroni, spesso a pronta consegna, e questo consente un vantaggio non trascurabile sui motori DC: si evita di tenere a magazzino motori di scorta per fa fronte ad un eventuale guasto.

5.5 MOTORI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE

Fig. 5.5.1 – Motore asincrono trifase M.T.

L'accordo volontario raggiunto tra il CEMEP (Comitato Europeo Costruttori Macchine Rotanti e Elettronica di Potenza) e la Commissione Europea sulla costruzione di motori elettrici asincroni trifase di bassa tensione (con rotore a gabbia in corto circuito unificati, autoventilati, in costruzione chiusa IP54 e IP55, alimentati a tensione di 400 Volt di linea e 50 Hz, in una gamma di potenza compresa tra 1,1 kW e 90 kW a 2 poli e a 4 poli, per servizio continuo S1) prima e la nuova norma IEC 60034-30 che definisce e armonizza a livello mondiale le classi di efficienza IE1, IE2 e IE3 per motori trifase in bassa tensione poi, hanno annullato il gap di rendimento tra i motori alimentati in bassa tensione e media tensione. Infatti i motori di media tensione hanno normalmente un rendimento intorno al 94 - 96%, mentre quelli di bassa tensione avevano in passato un'efficienza media ben inferiore, intorno all'80 - 85% come evidenziato nella tabella 5.4.1.1.

Nella tabella 5.5.1 e nella figura 5.5.2 si possono apprezzare i rendimenti nominali di alcuni motori alimentati in bassa e in media tensione di produzione Marelli Motori: si nota che i motori in B.T. hanno rendimenti molto simili, se non superiori, rispetto a quelli in M.T.

	BASSA TENSIONE (400V - 50Hz)			MEDIA TENSIONE (3000V - 50Hz)			MEDIA TENSIONE (6000V - 50Hz)		
	Potenza nominale	Rendimento	Corrente	Potenza nominale	Rendimento	Corrente	Potenza nominale	Rendimento	Corrente
	kW	%	A	kW	%	A	kW	%	A
2 POLI	250	96,2	417	275	95,5	61	250	95,3	28
	315	96,4	524	310	95,7	68	280	95,5	31
	355	96,6	589	350	95,9	77	315	95,7	35
	400	96,7	664	430	96,2	95	400	96,1	44
	450	96,7	747	480	96,4	106	450	96,3	50
	500	96,9	828	540	96,7	118	500	96,6	55
	560	97,0	926	670	96,7	150	630	96,7	71
	630	97,2	1040	750	97,1	167	710	97,1	79
	710	97,4	670	850	97,2	185	800	97,2	88
	800	97,5	746	950	97,2	209	900	97,2	99
	900	97,6	838	1040	97,3	228	1000	97,3	110
4 POLI	250	95,7	438	280	95,1	64	250	94,8	29
	315	95,8	552	310	95,3	71	280	95,2	33
	355	95,8	622	350	95,5	80	315	95,3	37
	400	96,0	699	400	95,8	91	355	95,5	41
	450	96,3	775	470	96,2	107	430	96,0	50
	500	96,4	832	530	96,2	120	480	96,0	55
	560	96,7	961	580	96,3	132	530	96,1	61
	630	96,8	1080	640	96,4	145	600	96,3	69
	710	96,9	1216	730	96,7	165	680	96,6	78
	800	97,2	773	800	96,8	181	750	96,7	86
	900	97,3	869	910	97,0	205	850	96,9	97
	1000	97,4	965	1000	97,1	233	950	97,1	111
	1250	97,6	1204	1100	97,2	253	1050	97,2	121
	1400	97,7	1347	1200	97,2	276	1150	97,2	132
6 POLI	200	95,5	355	220	94,3	55	200	94,0	25
	250	95,7	443	250	94,6	62	225	94,3	28
	315	95,9	551	275	94,8	67	250	94,6	31
	355	96,2	612	300	95,2	75	280	95,1	35
	400	96,2	714	340	95,3	84	315	95,3	39
	450	96,4	793	380	95,5	92	355	95,4	44
	500	96,5	890	480	95,7	116	450	95,6	55
	560	96,5	963	530	95,7	127	500	95,7	60
	630	96,7	1107	600	96,0	141	560	95,9	67
	710	97,0	1243	660	96,0	157	630	96,0	75
	800	97,1	1400	750	96,2	170	710	96,2	81
	950	97,2	950	840	96,3	191	800	96,3	91
	1100	97,3	1087	940	96,4	213	900	96,4	102

Tab. 5.5.1 - Confronto dei valori di rendimento e corrente nominali per alcuni motori B.T. e M.T. di produzione Marelli Motori

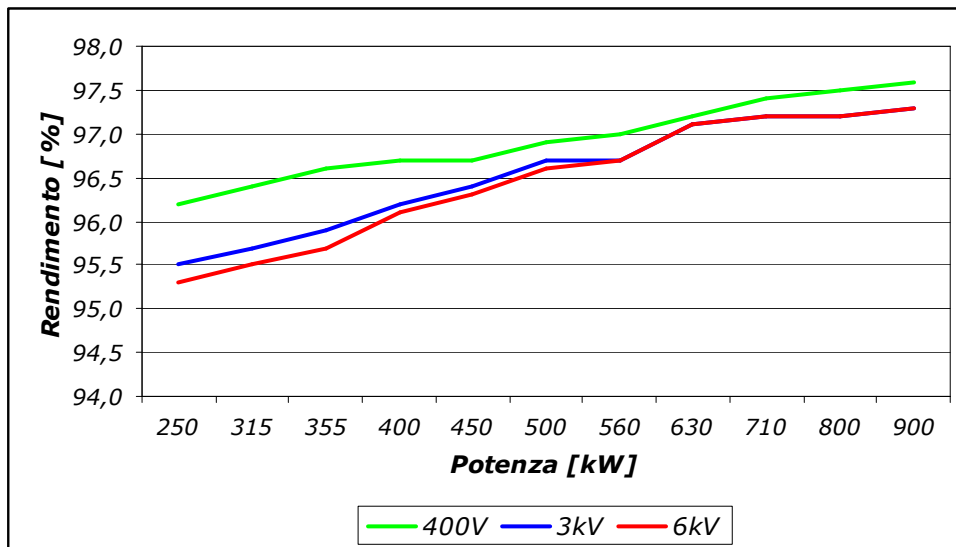



Fig. 5.5.2 - Confronto dei valori di rendimento nominale per alcuni motori B.T. e M.T. di produzione Marelli Motori

Da ciò è possibile concludere che dal punto di vista dell'efficienza in motori in M.T. sono analoghi a quelli in B.T.
Uno dei vantaggi principali del motore in media tensione è però sicuramente la corrente assorbita molto inferiore rispetto ai motori in bassa tensione (vedi tabella 5.5.1) andando ad incidere fortemente sulla sezione dei cavi di alimentazione da utilizzare. Una sezione minore infatti, oltre ai lampanti vantaggi economici, può essere necessaria nel caso di applicazioni particolari in cui il motore risulti posizionato a grandi distanze dalla sala quadri: per esempio per apparecchiature destinate all'impiego in zone a rischio di esplosione (Direttiva ATEX) in cui le distanze possono raggiungere valori di 100÷1000 metri.
Il problema maggiore dei motori in M.T. invece consiste nella difficile gestione in quanto è limitato il numero di produttori rispetto a quello dei motori in B.T., con i conseguenti relativi problemi che può presentare un mercato di nicchia (costo e reperibilità), ed è limitato il numero di tecnici abilitati ad effettuare manutenzioni su tale tipologia di apparecchiature, a differenza sempre della B.T.
Un altro punto a sfavore dell'utilizzo di tali motori non riguarda direttamente le macchine stesse, ma i convertitori ad essi dedicati che presentano, nel caso di inverter a corrente impressa (CSI), valori di $\cos\varphi$ accettabili solo in una gamma di lavoro molto ristretta. Per tale motivo pompe, compressori e ventilatori rappresentano più del 50% del mercato totale per le unità di media tensione, in quanto richiedono intervalli di regolazione limitati e velocità relativamente costanti.
A ciò sicuramente si aggiunge il costo più elevato, che mediamente si attesta intorno al 300% del costo di un convertitore in bassa tensione.
In conclusione pregi e difetti dei motori alimentati in media tensione sono da attribuirsi in particolar modo a fattori esterni alla macchina in sé, in quanto il rendimento, e quindi l'efficienza energetica, è paragonabile a quelli in bassa tensione.

5.6 ALTRE TIPOLOGIE DI MOTORI ELETTRICI

Oltre ai tradizionali motori asincroni trifase alimentati in AC e ai motori alimentati in DC, sul mercato sono reperibili altre tipologie di motori adatti ad usi particolari, che grazie alle loro caratteristiche possono permettere di migliorare i rendimenti complessivi di un sistema.

5.6.1 Motori passo-passo

Fra i vari tipi di motori elettrici, quelli di tipo "passo-passo" occupano un ruolo del tutto particolare, sia per il modo di pilotaggio che per il tipo di impiego. Vengono infatti denominati "a passo" o "passo-passo" i motori che possono essere fatti avanzare a singoli passi e bloccati in una posizione qualunque, in modo da consentire facilmente posizionamenti di grande precisione, utili in una vasta serie di

applicazioni quali ad esempio i servomeccanismi nell'automazione industriale, nella robotica, nelle stampanti, nei plotter, nei diskdrive, ecc. Per poter essere pilotati, i motori passo-passo richiedono però sequenze di impulsi particolari, che debbono essere generati da opportuni circuiti elettronici.

Fig. 5.6.1.1 - Tipica costituzione di un motore passo-passo

La tipica costituzione di un motore passo-passo prevede l'impiego di un rotore a magnete permanente (e quindi privo di avvolgimenti) dotato di un certo numero di "denti", con lo statore costituito da numerose espansioni polari, alimentate da altrettanti avvolgimenti (vedi figura 5.6.1.1). Questi avvolgimenti sono collegati in modo da portare esternamente un numero fisso di fili, che può essere di 4, 5 o 6 conduttori. A questi conduttori (fra di loro non intercambiabili) viene applicata la corretta sequenza di impulsi per l'avanzamento del rotore. I "passi" ottenibili – che dipendono dalle modalità costruttive del motore – possono andare da 40 a 200, a seconda dei modelli. Al fine di facilitare la comprensione del modo di funzionamento (e quindi di pilotaggio) di questo tipo di motore, immaginiamo di semplificarne la costituzione, schematizzando la sua realizzazione con sole 4 espansioni polari dello statore, come in figura 5.6.1.2. Il rotore – essendo un magnete permanente – sarà provvisto di un polo Nord e di un polo Sud. Gli avvolgimenti A e B sono in serie, in modo che applicando una tensione positiva ad A e negativa a B la corrente può fluire da A a B, polarizzando in tal modo entrambe le espansioni polari; la stessa cosa dicasi per gli avvolgimenti C e D, anch'essi in serie. A, B, C e D vengono dette anche le "fasi" del motore passo-passo.

Fig. 5.6.1.2 – Schematizzazione di un motore passo con sole 4 espansioni polari dello statore

Date queste premesse, si immagini di fornire tensione al conduttore A, collegando B a massa e lasciando scollegate le fasi C e D: a causa della magnetizzazione delle espansioni polari connesse alle fasi A e B il magnete permanente del rotore ruoterà, orientandosi in modo da allineare le proprie espansioni polari Nord e Sud nella direzione A-B, come mostrato in figura. Se successivamente si toglie tensione alla fase A e la si commuta alla fase C in modo da alimentare il percorso di corrente da C a D, il rotore ruoterà in senso orario di un quarto di giro allineandosi

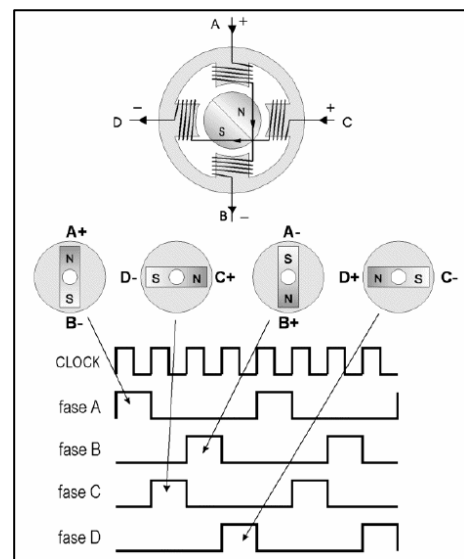



Fig. 5.6.1.3 - Pilotaggio a fase singola o "a onda

lungo la direzione C-D. Per provocare un ulteriore avanzamento si fornirà tensione alla fase B, poi alla D e così via, provocando una continua rotazione dell'asse del motore. La sequenza degli impulsi elettrici da fornire è quella evidenziata in figura 5.6.1.3 (corrispondente a due giri del motore), dove le varie sequenze sono sincronizzate da un clock, il cui periodo determina ovviamente la frequenza di ripetizione degli impulsi, e quindi la velocità di rotazione del motore. Come si può dedurre dal tipo di pilotaggio, le quattro fasi A, B, C e D non sono fra di loro equivalenti, bensì richiedono una sequenza di pilotaggio ben precisa. Per questo motivo, un erroneo collegamento anche di una sola delle fasi determina l'avanzamento irregolare o addirittura il blocco del motore. Questo tipo di pilotaggio è detto "a singola fase" o "a onda" (wave drive).

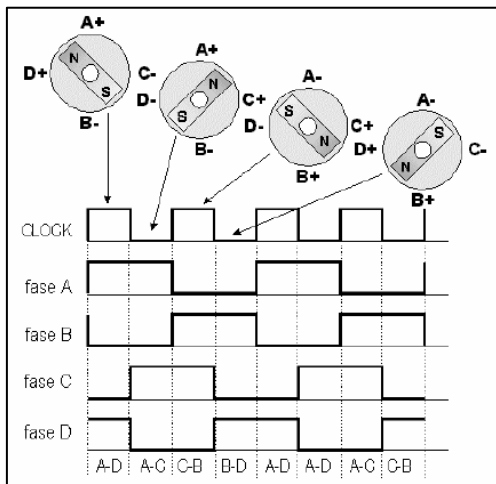



Fig. 5.6.1.4 – Pilotaggio a due fasi

Un altro modo di pilotare il motore è quello di alimentare contemporaneamente due fasi, ad esempio A e C: in tal modo il rotore si allinea in una direzione intermedia fra le due espansioni polari dello statore. Lo scopo di questa doppia alimentazione è quello di ottenere una forza di attrazione magnetica più intensa fra statore e rotore, e quindi una maggior coppia meccanica di rotazione per il motore. Questa tecnica viene detta per tale motivo "pilotaggio a due fasi" (two phases drive). Con questa tecnica, per fare avanzare il motore in senso orario è necessario fornire sequenze di impulsi del tipo A-C, poi C-B, in seguito B-D e infine D-A, in modo da provocare la completa rotazione dell'asse, ma sempre con il polo Nord del rotore allineato in una posizione intermedia fra due fasi. In figura 5.6.1.4 è mostrata la sequenza degli impulsi richiesti con le rispettive posizioni assunte dal rotore. Con entrambe le tecniche è comunque necessario garantire la corretta sequenza degli impulsi, senza omettere alcuna sequenza, pena l'avanzamento irregolare del motore. E' altresì ovvio che l'inversione del senso di rotazione del motore viene ottenuto inviando al motore sequenze di impulsi invertite, ovvero come se fossero "lette da destra a sinistra" rispetto a quelle ora descritte.

Fig. 5.6.1.5 - Il pilotaggio a mezzo passo alterna le due sequenze tipiche del pilotaggio a onda e a due fasi

Si può osservare che è possibile altresì alternare le due sequenze: ad esempio si può alimentare prima A, poi la coppia A-C, poi C, poi la

coppia B-C, poi B, e così via. Si ottiene così che il rotore si allinea dapprima verso A, poi in posizione intermedia fra A e C, poi verso C, poi in posizione intermedia fra C e B, poi verso B, e così via. Lo scopo è quello di far compiere al rotore movimenti "a mezzo passo", e quindi attuare posizionamenti più precisi, anche se con una complicazione della sequenza degli impulsi (vedi figura 5.6.1.5). Abbiamo visto che per un motore ideale a 4 espansioni polari è possibile compiere passi di un quarto di giro (90 gradi) oppure – attuando un controllo a mezzo passo – di un ottavo di giro, ovvero 45 gradi. In un motore reale il numero di espansioni polari è maggiore, ma sempre multiplo di quattro, in modo da utilizzare esternamente solo 4 fili. Per tale motivo gli avvolgimenti sono connessi in parallelo quattro a quattro (il primo con il quinto, il secondo con il sesto, e così via). Grazie a questo accorgimento le sequenze di impulsi evidenziati nelle figure 5.6.1.3, 5.6.1.4 e 5.6.1.5 rimangono invariate anche per motori da decine o centinaia di passi. E' ovvio che all'aumentare del numero di passi si ridurrà progressivamente l'angolo di rotazione per ogni passo, che solitamente va da 1.8 ai 9 gradi. Per questi motori, quindi, per poter compiere un giro completo sarà necessario ripetere più volte le combinazioni sopra descritte.

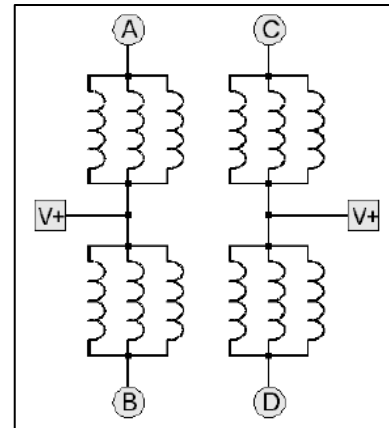



Fig. 5.6.1.6 – Configurazione interna di motore a 6 fili

Alcuni motori presenti in commercio presentano però più di quattro fili. Il motivo è da ricercare nella modalità di avvolgimento dei conduttori fra le varie espansioni polari dello statore, ciò che condiziona anche le possibilità di pilotaggio. Infatti, il motore che abbiamo finora analizzato è quello di tipo "bipolare", così denominato poiché permette di invertire le polarità degli avvolgimenti e quindi di far fluire la corrente in entrambe le direzioni. Alcuni motori sono invece avvolti in modo da possedere una configurazione interna quale quella di figura 5.6.1.6, ottenuta rendendo disponibile esternamente il punto centrale del filo di passaggio fra le due fasi opposte dello statore (A e B da un lato, C e D dall'altro) in modo da disporre di un totale di 6 fili, di cui quattro sono le normali fasi, e due "prese centrali". Alcuni tipi di motori dispongono di soli 5 fili, dove 4 sono le fasi A, B, C e D e il quinto è dato dall'unione delle due prese centrali V+. Con questa configurazione si offre una possibilità in più, ovvero se si desidera utilizzare il motore come se fosse di tipo bipolare, allora è sufficiente ignorare il due fili aggiuntivi e lasciarli sconnessi. Se invece i fili (o il filo) V+ viene collegato ad

Fig. 5.6.1.7 – rappresentazione schematica delle connessioni per i motori unipolari e bipolari

una tensione di alimentazione, allora si trasforma il motore in "unipolare", ovvero si fa sì che la corrente negli avvolgimenti fluisca solo dal terminale V+ ad una delle fasi, senza la possibilità di invertire il verso della corrente. Una soluzione di questo tipo permette di semplificare il circuito di pilotaggio, riducendone il costo. In figura 5.6.1.7 sono rappresentate schematicamente le connessioni per i due tipi di motori: unipolari e bipolari. Oltre ai motori passo-passo del tipo ora visto (ovvero a magnete permanente) esistono anche altri tipi di motori a passo. Uno di questi è quello detto "a riluttanza variabile", che impiega un rotore in lega ferromagnetica "dolce" (ovvero a piccola isteresi) i cui "denti" si polarizzano solo in corrispondenza al passaggio in vicinanza delle espansioni polari dello statore, ciò che necessita di un traferro molto ridotto (inferiore al decimo di millimetro). In questo tipo di motore il numero dei denti rotorici è differente da quello delle fasi statoriche, in modo da far sì che quando un dente e una fase sono allineati, i due adiacenti non lo siano. Questi motori, realizzati in ferro-silicio laminato, permettono di ottenere coppie elevate, azionamenti ad elevata velocità ed un elevato numero di passi.
Dopo i cenni sul funzionamento dei motori passo-passo, è possibile schematizzare pregi e difetti di tale tipologia di motori elettrici.
Vantaggi:

- è possibile realizzare azionamenti di precisione controllati in catena aperta, senza cioè utilizzare sensori di posizione e quindi senza retroazione; non danno problemi di stabilità e sono utilizzabili con relativa semplicità senza richiedere complicati circuiti di controllo;
- sono semplici meccanicamente ed hanno quindi un'elevata robustezza meccanica, oltre che elettrica non richiedendo contatti striscianti; se necessario possono essere realizzati anche in esecuzione completamente stagna;
- è facile far compiere all'albero rotazioni angolari arbitrarie in ambedue i versi, in quanto non danno errore di posizione cumulativo, e bloccarlo in una determinata posizione;
- la velocità di rotazione può essere molto bassa anche senza l'uso di riduttori meccanici.

Svantaggi:

- richiedono sempre circuiti elettronici per il pilotaggio, in genere di tipo digitale, anche se ciò può non essere considerato sempre come uno svantaggio;
- la rotazione angolare corrispondente ad un passo è fissa;
- il funzionamento a scatti può dar luogo a vibrazioni, in particolare ai bassi regimi e con le tecniche di pilotaggio più semplici;
- il rendimento è basso e, in genere, la potenza meccanica è piccola;
- le prestazioni dinamiche sono intrinsecamente limitate – difficoltà a raggiungere velocità di rotazione elevate, possibilità di sovraoscillazioni, scarsa capacità di movimentare carichi di elevata inerzia, carichi ad elevato attrito possono aumentare l'errore di posizione se il controllo è ad anello aperto;

- hanno un costo elevato, relativamente ad altri tipi di motore con analoghe prestazioni.

Da tutto ciò riusciamo a dedurre che il motore passo-passo deve essere utilizzato solamente per applicazioni che lo richiedano, in quanto rendimenti e costi di tali macchine sono sensibilmente peggiori di altre tipologie.

5.6.2 Motori lineari

Si definisce motore lineare la struttura che si ottiene immaginando di tagliare lungo una generatrice e di sviluppare in piano una macchina elettrica rotante (figura 5.6.2.1).

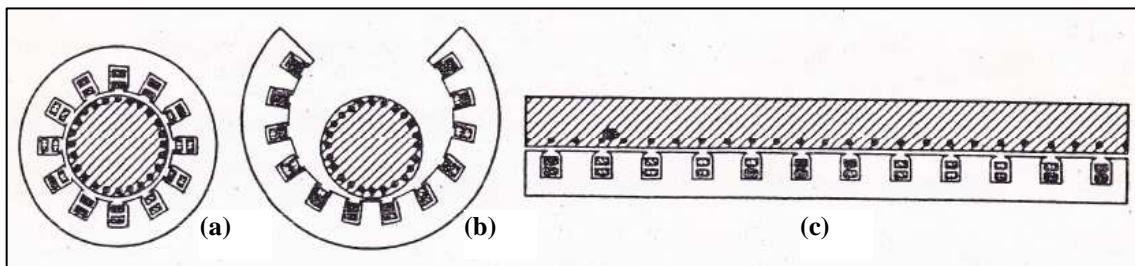



Fig. 5.6.2.1 – Un motore lineare può essere assimilato ad una macchina rotante tagliata lungo una generatrice e sviluppata in un piano

A prima vista sembra che non ci siano grandi differenze tra motori lineari e rotanti. L'"operazione" di figura 5.6.2.1 è stata fatta su di un motore asincrono a gabbia e l'equivalente lineare del rotore a gabbia è una "scala" con sbarre e conduttori laterali; le sbarre trasversali sono collocate in cave ricavate in un nucleo laminato e anche le bobine dell'avvolgimento sono collocate in cave. Osservando però la figura si nota immediatamente la più semplice e fondamentale differenza: il motore lineare ha delle estremità nelle quali terminano sia il primario che il secondario e per avere moto con una certa continuità è necessario che una delle due parti sia più lunga dell'altra. Ciò ha fatto sì che le prime e ancora oggi più diffuse applicazioni dei motori lineari si abbiano in dispositivi a limitata lunghezza di corsa e quindi in dispositivi a moto alternativo o oscillante. Ciò non esclude che in certe applicazioni si possa effettivamente ottenere un moto continuo nella stessa direzione come, ad esempio, nei sistemi di trasporto (dove una delle due parti del motore è sul terreno e quindi è lunga come la pista su cui si muove il veicolo) oppure in sistemi a nastro trasportatore in cui il nastro è il secondario mobile di un motore lineare.

Una caratteristica peculiare dei motori lineari, che li distingue da quelli rotanti è che, mentre in questi ultimi l'interfaccia con il sistema meccanico esterno, ossia con l'oggetto da muovere, avviene attraverso l'albero, in un motore lineare invece spesso la parte mobile del rotore si identifica con l'oggetto stesso che deve essere mosso; tale caratteristica diversifica ed amplia in modo consistente le applicazioni dei motori lineari (costruzione "aperta").

Come si è notato in figura 5.6.2.1 i motori lineari possono essere ricavati concettualmente a partire dallo rotolamento su di un piano di un motore rotante: è ovvio allora che gli stessi principi che stanno alla base del funzionamento dei motori

asincroni, sincroni, corrente continua, ecc… possono essere invocati per spiegare il funzionamento del corrispondente motore lineare.
Va sottolineato che ciò che definisce un motore come lineare è che esso produce moto lungo una linea retta, non la forma o la struttura del motore. Infatti mentre è chiaro che un motore che ha la forma di un doppio parallelepipedo, come quello a destra di figura 5.6.2.1, produce necessariamente moto lineare, non vale invece l'assunto che un motore con circuito magnetico a simmetria cilindrica produca necessariamente moto rotatorio. Esistono infatti motori a simmetria cilindrica che producono moto lineare. Ingranaggi, viti senza fine ed altri meccanismi convertono il moto rotante in moto lineare. È evidente che l'impiego in tali applicazioni di motori lineari eliminerebbe ingranaggi e altri meccanismi, con relativi benefici in termini di rendimento, silenziosità e affidabilità.
Le tecniche con le quali è possibile realizzare un movimento rettilineo con modalità di controllo più o meno sofisticate sono sostanzialmente tre:

- produrre direttamente moto lineare usando sistemi non di tipo elettrico come sistemi a cilindro di tipo pneumatico o idraulico;
- realizzare una conversione tra moto rotatorio e moto lineare mediante un opportuno accoppiamento meccanico, come sistemi di ingranaggi o sistemi puleggia-cinghia;
- produrre direttamente moto lineare mediante un motore elettrico lineare.

I sistemi pneumatici o idraulici forniscono direttamente moto lineare e sono in grado di sviluppare forze elevate, ma non garantiscono però un'elevata accuratezza nel posizionamento o nel controllo della velocità; la presenza di componenti sensibili all'usura richiede una certa manutenzione e ne riduce l'accuratezza con il passare del tempo: le corse che si possono realizzare sono limitate.
Gli accoppiamenti ruota dentata – vite senza fine realizzano una conversione tra moto rotatorio e moto lineare e generalmente sono utilizzati per sviluppare forze a bassa velocità (centinaia di N e qualche cm/s). La precisione del posizionamento, che risente della presenza degli inevitabili giochi meccanici, può essere incrementata riducendo il passo della vite a prezzo di un'ulteriore riduzione della velocità. Il contatto metallo-metallo introduce inevitabilmente l'usura con conseguente necessità di manutenzione e riduzione della precisione con il passare del tempo e aumento della rumorosità. In caso di blocco della parte condotta vi possono essere seri danneggiamenti della parte meccanica per cui può essere necessario prevedere una frizione. Infine le corse ottenibili sono limitate.
Anche gli accoppiamenti puleggia-cinghia realizzano una conversione tra moto rotatorio e lineare. Sono sistemi di tipo generalmente economico, ma l'elasticità della cinghia riduce la precisione del posizionamento e la manutenzione richiesta è notevole a causa della maggior usura cui sono soggette le cinghie. Anche in tale caso le corse realizzabili sono limitate.
I tre sistemi richiedono quindi tutti una manutenzione più o meno elevata e tendono a perdere accuratezza nel tempo per cui il numero di corse realizzabile ha un limite. Ad esempio le cinghie trapezoidali sono uno dei sistemi di trasmissione più utilizzati in funzione della loro praticità e basso costo. Il loro rendimento di

trasmissione, inizialmente piuttosto elevato (attorno al 97%), decade piuttosto rapidamente con il funzionamento a causa dell'usura e della perdita di aderenza delle cinghie, rendendo necessari – pena grosse dispersioni di energia – frequenti interventi di manutenzione e regolazione.
A fronte dei sistemi sopra descritti si hanno i motori lineari che sviluppano direttamente un moto lineare senza che ci siano giochi introdotti dall'accoppiamento tra parti meccaniche. Il contatto tra parte mobile e parte fissa è solo per sostentamento e non per trasmettere il moto: la forza trasmessa per via elettromagnetica attraverso lo spazio che divide parte mobile e parte fissa (traferro), senza necessità di un contatto fisico. In questo modo l'usura viene drasticamente ridotta, per cui è ridotta anche la necessità di manutenzione: la durata del dispositivo è quindi estremamente lunga. Non essendovi conversioni di movimento, la costruzione è più semplice dei casi precedenti e gli intervalli di variazione di lunghezza della corsa, velocità ed accelerazione possono essere decisamente più ampi. L'assenza di accoppiamenti meccanici nella trasmissione del moto fa sì che quest'ultimo sia estremamente regolare e silenzioso; mediante adeguate tecniche di controllo in retroazione, si possono raggiungere precisioni e ripetibilità nel posizionamento dell'ordine della frazione di µm; non vi sono inoltre limiti alle corse ottenibili e in parecchie configurazioni è possibile utilizzare una medesima struttura fissa con più parti mobili che possono essere controllate in modo indipendente.
A fronte di tali vantaggi la diffusione dei motori lineari è a tutt'oggi senz'altro inferiore a quello delle tipologie "tradizionali" e in particolare rispetto all'insieme motore rotante + conversione ruota dentata - vite senza fine. Quasi sempre infatti il motore lineare non è la scelta che viene fatta quando si ha a che fare con un'applicazione che richiede moto lineare. Il fatto è che da un punto di vista elettromagnetico il motore lineare sconta la fama di essere una "cattiva" macchina a causa del traferro intrinsecamente ampio per motivi meccanici e del basso rendimento.
Anche l'aspetto economico gioca la sua parte: la soluzione con motore lineare è solitamente ritenuta più costosa di quella tradizionale. In realtà se ciò può essere vero a livello di investimento, i suoi vantaggi sono tali (silenziosità, precisione, affidabilità, ripetitività, ecc.) che alla fine il conto economico non necessariamente si risolve sempre a suo sfavore.
Una più ampia diffusione dei motori lineari al di fuori di quelle che erano sostanzialmente delle nicchie applicative è di fatto favorita da vari fattori, quali:

- lo sviluppo su vasta scala dell'elettronica di potenza, che ha reso possibile ed economicamente proponibile la realizzazione di convertitori in molti casi essenziali per l'utilizzo dei dispositivi lineari;
- il progresso nel campo dei magneti permanenti, utilizzati in alcuni tipi di motori lineari;
- l'evoluzione nel settore dell'elettronica digitale e della componentistica a livello di circuiti integrati e di sensori;

- la richiesta, nel settore dell'automazione e della robotica, di dispositivi a moto lineare dalle prestazioni dinamiche estremamente spinte, sia in termini di precisione che di rapidità di risposta, risultato difficile da raggiungere con sistemi ad accoppiamento meccanico.

In linea di principio c'è una controparte lineare per ogni tipo di macchina elettrica rotante. I più importanti motori lineari (LEM) sono, però, in ordine di diffusione:

- motori lineari asincroni o ad induzione (LIM, linear induction motor);
- motori lineari brushless (LBM, linaer brushless motor);
- motori lineari a passo (LSTM, linear step motor);
- motori lineari sincroni (LSM, linear synchronous motor).

È facile comprendere che quando la configurazione di una macchina elettrica viene modificata al fine di ricavare una macchina lineare da una rotante, le condizioni di funzionamento e i criteri di progetto della nuova macchina saranno considerevolmente diversi. In particolare il cambiamento della forma del circuito magnetico introduce nuovi fenomeni che non possono essere completamente spiegati con la teoria convenzionale; come conseguenza gli usuali metodi di analisi devono essere modificati e talvolta devono essere sviluppate delle nuove teorie.

Le caratteristiche peculiari che differenziano i motori lineari da quelli rotanti sono:

1. presenza di effetti di bordo longitudinali – il motore ha un inizio e una fine nella direzione del moto, ossia sia il circuito magneticocce gli avvolgimenti sono di lunghezza finita;
2. presenza di effetti di bordo trasversali rispetto alla direzione del moto quando una delle due parti del motore è più larga dell'altra;
3. presenza di una componente di forza normale alla direzione del moto;
4. il traferro, specie nel caso di corse molto lunghe, è molto più ampio che nelle corrispondenti macchine rotanti, soprattutto per problemi di tolleranze meccaniche;
5. assenza di un organo di trasmissione del moto dell'albero, anzi spesso la parte mobile del motore è costituita dall'oggetto stesso da movimentare.

È ovvio che le caratteristiche 1, 2 e 4 portano tutte a un peggioramento delle prestazioni rispetto alla controparte rotante in termini di rendimento e di fattore di potenza. La caratteristica 3 ha in generale connotazione negativa, ma può essere anche utilizzata per realizzare la sospensione magnetica della parte mobile, prerogativa molto appetibile in alcuni applicazioni. Infine la caratteristica 5 è propria dei motori lineari e impossibile da ottenere in altro modo.

Le tipologie di motori lineari si possono distinguere con riferimento alla struttura del motore:

- si parla di struttura monolatera quando l'interazione tra induttore e indotto si esplica attraverso un'unica superficie (a una "fetta" di induttore corrisponde una "fetta" di indotto);
- si ha invece una struttura bilatera quando l'interazione tra induttore e indotto avviene attraverso due superfici (in altre parole, una "fetta" di indotto si trova tra due "fette" di induttore, configurazione che proprio per questo viene spesso chiamata "sandwitch").

È intuitivo che per realizzare un funzionamento con corse sufficientemente lunghe è necessario che una delle due parti del motore sia considerevolmente più lunga nel

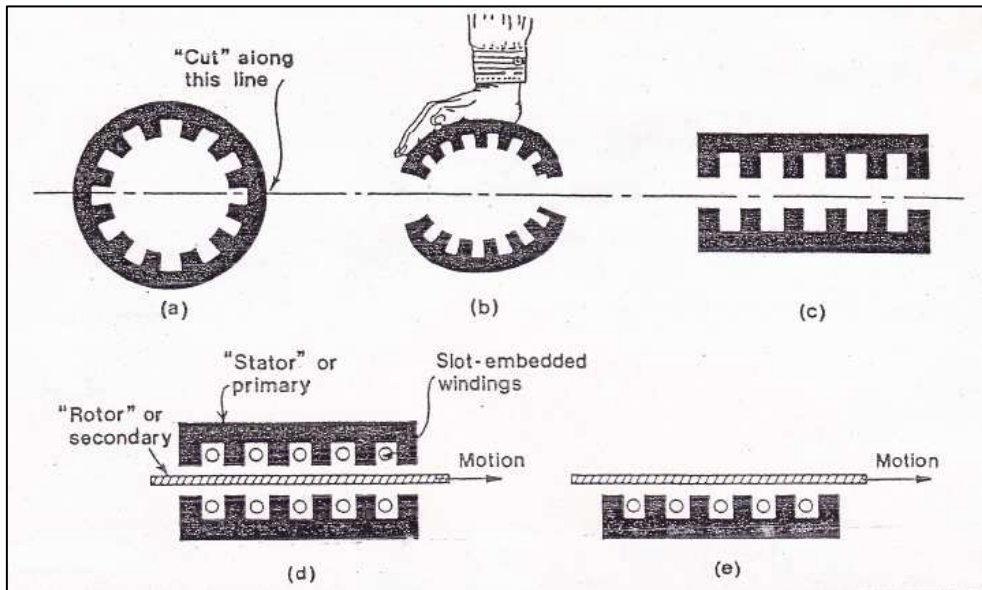



Fig. 5.6.2.2 – Un motore lineare può essere assimilato a una macchina rotante tagliata lungo una generatrice e sviluppata in piano

senso del moto rispetto all'altra. A seconda della collocazione di tale parte e della sua funzione si parla di motori a statore lungo o a statore corto, oppure a primario lungo o a primario corto (figure 5.6.2.3 e 5.6.2.4).

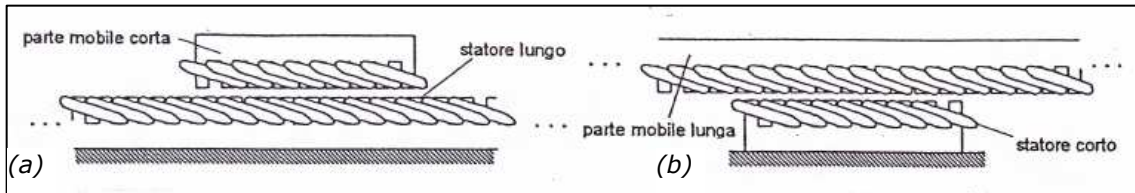



Fig. 5.6.2.3 – Motore lineare a statore lungo (a) e a statore corto (b)

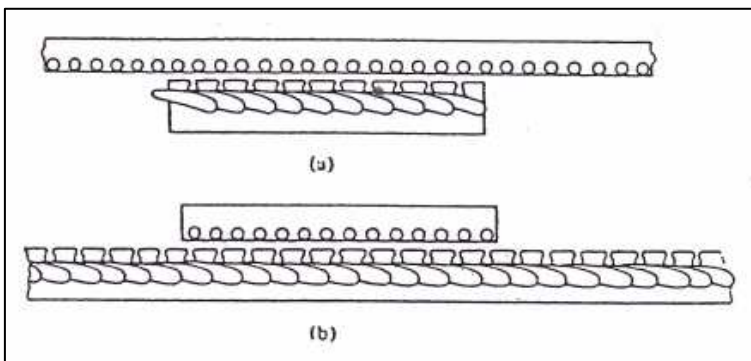



Fig. 5.6.2.4 – Motore lineare a primario corto (a) e a primario lungo (b)

Le configurazioni finora prese in esame sono tutte relative a motori del tipo piatto o piano; un'altra tipologia caratteristica dei motori lineari è quella tubolare. Tale configurazione si ottiene quando la struttura originaria della macchina rotante, "srotolata" sul piano, viene "riarrotolata" nella direzione del moto (figura 5.6.2.5). Quindi, mentre il motore piano è un motore appunto piatto che produce moto lineare, il motore tubolare è un motore a simmetria cilindrica, come i motori rotanti, che produce però moto lineare. Dove impiegabile, il motore tubolare, possiede

notevoli vantaggi in termini di semplicità ed economia di costruzione degli avvolgimenti.

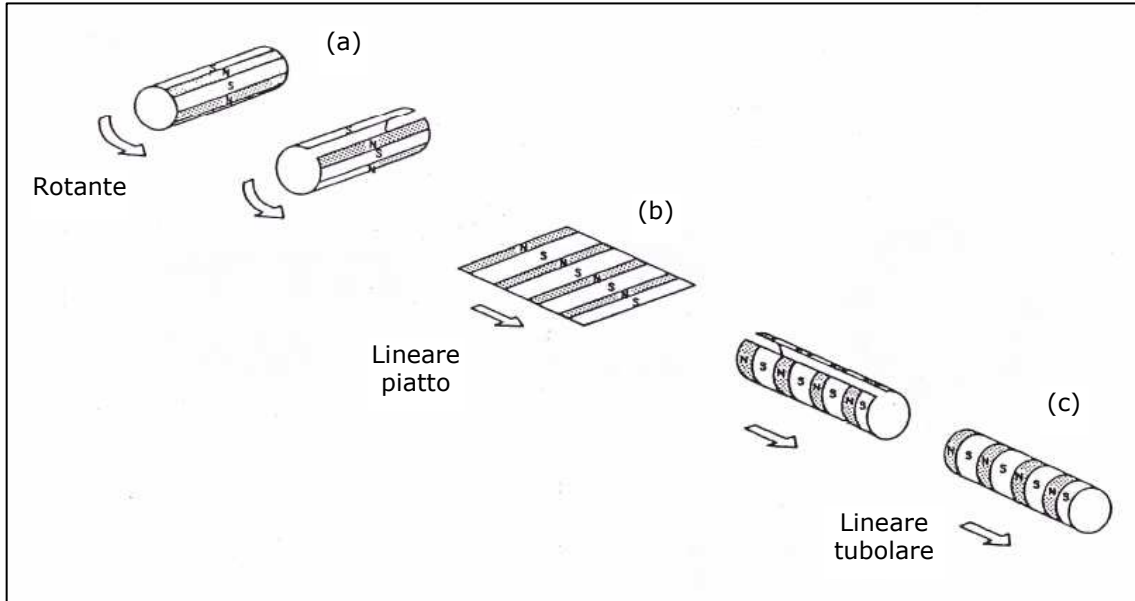



Fig. 5.6.2.5 – Dal motore rotante (a) al motore piatto (b) al motore tubolare (c)

Un ulteriore importante classificazione dei motori lineari è legata all'orientazione delle linee di campo:

- le linee di campo si sviluppano prevalentemente lungo sezioni longitudinali del motore, ossia il flusso agisce prevalentemente in piani paralleli alla direzione del moto - motori a flusso longitudinale;
- le linee risiedono in prevalenza in sezioni trasversali del motore, ossia il flusso agisce prevalentemente in piani perpendicolari alla direzione del moto – motori a flusso traverso.

Le configurazioni viste fin'ora sono tutte a flusso longitudinale. Un esempio di motore lineare asincrono a flusso traverso è riportato in figura 5.6.2.6: i conduttori attivi sono paralleli alla direzione del moto e il flusso si chiude in piani normali alla direzione del moto.

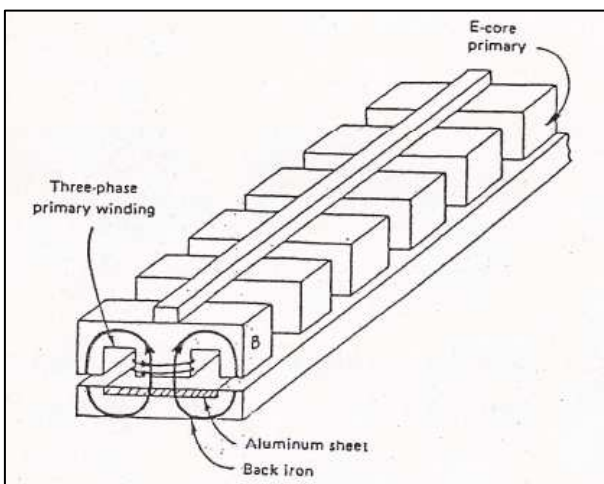



Fig. 5.6.2.6 – Esempio di motore a induzione a flusso traverso (TFLIM)

La distribuzione tra motori a flusso longitudinale e a flusso traverso ha implicazioni sulla struttura degli avvolgimenti e in particolare del circuito magnetico: nel primo caso è laminato secondo piani longitudinali, quindi è composto da lamierini piuttosto lunghi e di struttura relativamente più complessa; nel secondo caso i lamierini sono in generale di estensione limitata e di geometria piuttosto semplice.

Un vantaggio fondamentale è che il carrello mobile dei motori lineari hanno in genere piccola massa, permettendo elevate accelerazioni e velocità di punta. È anche molto rapido nel caso si necessiti spesso di cambi di direzione del moto. I motori lineari inoltre sono silenziosi e le unità in genere hanno vita lunga.
L'aspetto negativo, nonostante i miglioramenti, riguarda l'inefficienza dei motori lineari: il consumo di energia è fino a cinque volte superiore a quello degli attuatori cremagliera e pignone. Il fabbisogno energetico superiore può significare, oltre al diretto costo energetico maggiore, maggiori investimenti in infrastrutture per le linee ad alta potenza, trasformatori e azionamenti elettrici. Inoltre i motori lineari generano molto calore e spesso hanno bisogno di un sistema secondario di raffreddamento, che aggiunge costi e complessità e peggiora ulteriormente l'efficienza complessiva. La generazione di calore può essere elevata alle basse velocità o durante operazioni ad alta forza, come per esempio la perforazione.
Poiché sono a trazione diretta, i motori lineari non possono usufruire della riduzione del cambio. I riduttori sono comunemente usati per accoppiare la velocità di un motore rotativo e la coppia del carico. Con un motore lineare, questo non è possibile e porta talvolta ad un sistema meno efficiente.
Dal punto di vista di controllo a circuito chiuso, carichi esterni che inducono variazioni di posizione possono causare oscillazioni o risonanze. Senza la riduzione dell'inerzia e dello smorzamento dei sistemi meccanici relativi, si possono creare problemi alla superficie del componente da lavorare.
Tra le altre considerazioni, la contaminazione da trucioli o piccoli frammenti può essere un problema a causa della forte attrazione magnetica se il motore lineare non è protetto. È necessario quindi valutare molto bene i costi e il consumo di energia potenzialmente più elevati contro i vantaggi di prestazioni e produttività della macchina. Tutto ciò rende controversa la valutazione dei vantaggi del motore lineare rispetto alle tradizionali tecniche di trasformazione del moto rotativo in lineare.
Per tali motivi il motore lineare spesso è scelto in ambito industriale solo per le caratteristiche di forza, che può superare i 2 kN, e per la possibilità di applicare una tensione meccanica costante e uniforme nella manipolazione dei materiali. In tal modo, ad esempio, è possibile trascinare nastri metallici durante la formazione delle bobine perché i sistemi meccanici tendono ad applicare un'azione di tiro non uniforme con significativi rischi di danneggiamenti locali del nastro.

Fig. 5.6.2.7 – Il LIM spesso è utilizzato per trascinare nastri metallici per la formazione di bobine

A titolo di esempio si riportano i valori caratteristici di alcuni motori lineari sincroni con eccitazione a magneti permanenti Siemens serie 1FN3 composti da una parte primaria e da una secondaria con materiale magnetico a terre rare. Il primario ha dimensioni fisse, mentre il secondario viene assemblato con elementi singoli –

segmenti – in funzione della corsa richiesta. Le perdite di calore, che si verificano quasi esclusivamente nel primario, sono dissipate tramite un sistema di raffreddamento a liquido integrato. Grazie al sistema di raffreddamento a doppio circuito in design Thermo-Sandwich viene garantito sia un disaccoppiamento termico tra la macchina e il motore sia un concetto di raffreddamento economico. L'incapsulamento totale del primario con lamiera in acciaio inox permette di ottenere la necessaria robustezza meccanica e insensibilità alla sporcizia, requisiti necessari per l'impiego sulle macchine utensili. Inoltre sono consentite tolleranze di montaggio per il traferro di ±0,3 mm grazie all'abbondante dimensionamento del suo traferro.

In caso di processi con richiesta di continue accelerazioni, per la tipologia di motori appena descritti è disponibile una campo di sovraccarico. La forza F_{MAX} può essere sfruttata solo fino ad una velocità massima $v_{MAX}(F_{MAX})$; fino alla velocità $v_{MAX}(F_N)$ è disponibile solo la forza di avanzamento F_N.

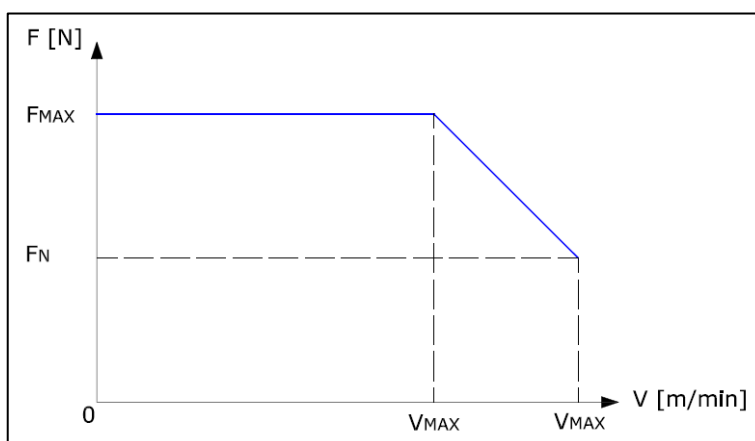



Fig. 5.6.2.8 – Campo di sovraccarico disponibile dei motori lineari Siemens 1FN3

FORNZA DI SPINTA		VELOCITA' MASSIMA		CORRENTE NOMINALE	CORRENTE MASSIMA	POTENZA
F_N	F_{MAX}	v_{MAX} per F_{MAX}	v_{MAX} per F_N	I_N	I_{MAX}	P
[N]	[N]	[m/min]	[m/min]	[A]	[A]	[kW]
455	770	126	234	4,5	9,4	3,2
905	1530	110	201	8	16,5	5,9
1360	2300	163	292	16,9	35,2	10,8
1810	3060	109	200	15,9	33,1	11,7
865	1470	129	230	8,1	17,1	5,4
1730	2940	127	228	16,2	34,1	10,8
2595	4400	144	257	27,3	57,4	17,4
3460	5870	109	196	28,4	59,6	19,8
2595	4400	153	271	28,4	59,6	17,5
3890	6600	152	270	42,5	89,5	26,2
5185	8810	106	190	40,8	85,8	28,1
3460	5870	112	200	28,4	59,6	19,1
5185	8810	111	199	42,5	89,5	28,5
6915	11740	111	199	56,7	119,3	38,0
5185	8810	71	130	28,4	59,6	22,0
7780	13210	71	129	42,5	89,5	32,9
10375	17610	70	129	56,7	119,3	43,8

Tab. 5.6.2.1 – Dati caratteristici dei motori lineari Siemens 1FN3, tipo standard, esecuzione per carico continuativo, raffreddamento a acqua

5.6.3 Motori brushless

La macchina brushless a magneti permanenti dal punto di vista costruttivo può essere sostanzialmente vista come una macchina sincrona, nella quale sia stato sostituito all'avvolgimento di eccitazione, disposto come noto sul rotore, un insieme di magneti permanenti in grado di instaurare al traferro un campo magnetico del tutto simile a quello prodotto dall'avvolgimento di eccitazione. L'aggettivo brushless (senza spazzole) deriva appunto dal fatto che, non essendoci un avvolgimento di eccitazione sul rotore, viene a mancare la necessita di predisporre un sistema strisciante per addurre corrente al rotore, come ad esempio il sistema spazzole-anelli. Questo tipo di macchina si differenzia in due tipologie: DC-brushless (Direct Current – corrente continua) e AC-brushless (Alternate Current – corrente alternata); la differenza sostanziale risiede nel fatto che nella prima tipologia il campo al traferro ha un andamento di tipo trapezoidale, tipico delle macchine in corrente continua, mentre nella seconda tipologia ha un andamento sinusoidale, come nelle macchine in corrente alternata, nello specifico la macchina sincrona. Costruttivamente le due tipologie si differenziano col fatto che mentre le macchine DC-brushless sono caratterizzate dall'avere gli avvolgimenti di statore concentrati, necessari a produrre un campo trapezoidale, quelle AC-brushless hanno invece un avvolgimento di tipo distribuito, indispensabile per produrre un campo sinusoidale. Dal punto di vista del controllo si evidenziano le maggiori differenze, dalle quali deriva la nomenclatura adottata per le due tipologie. Nella macchina AC-brushless il campo al traferro, di tipo sinusoidale, combinando opportunamente i campi prodotti dalle singole fasi può assumere qualunque posizione possibile al traferro. Essa viene pertanto alimentata con convertitori e controllata con tecniche di tipo vettoriale tipici delle macchine in corrente alternata. Invece nella macchina DC-brushless affinché si conservi una forma trapezoidale del campo, e necessario che i campi prodotti dalle singole correnti di fase vengano generati quando l'asse del rotore si trova in settori angolari della superficie di statore che si affaccia al traferro ben precisi, nei quali, dal punto di vista del controllo, questo tipo di macchina si comporta come una macchina in corrente continua. E naturale quindi che venga alimentata e controllata rispettivamente da convertitori e con tecniche derivati da quelle utilizzate per la macchina in corrente continua. Per effettuare il controllo vettoriale della macchina AC-brushless e necessario conoscere con precisione la posizione del rotore, mentre nella macchina DC-brushless e sufficiente sapere

Fig. 5.6.3.1 – Schema motore brushless

quando il rotore supera ben determinate posizioni. Questo fatto che può rappresentare un vantaggio per la macchina DC-brushless in termini di una maggiore semplicità del sistema di stima della posizione del rotore diventa uno svantaggio quando si rende necessario indebolire il campo prodotto dai magneti permanenti, nel qual caso e fondamentale poter indurre un campo smagnetizzante con una direzione ben precisa. In definitiva la macchina AC-brushless presenta i vantaggi di avere una oscillazione di coppia inferiore e la possibilità di imporre il regime di indebolimento di campo, mentre gli svantaggi sono una coppia specifica leggermente inferiore e una maggiore complessità del convertitore, dei sensori e del controllo.
Il confronto tra brushless e macchia sincrona fa emergere il vantaggio di sostituire l'avvolgimento di eccitazione con i magneti permanenti consistono nel fatto che si evita di dover addurre al rotore le correnti necessarie a creare il campo magnetico di rotore, per cui si evita di avere delle perdite nel rame sul rotore e la conseguente necessità di avere un adeguato raffreddamento del rotore, e di dover disporre di un sistema per addurre le correnti al rotore che è fonte di ulteriori perdite, si aumenta in questo modo l'efficienza e l'affidabilità della macchina. Lo svantaggio dell'usare i magneti permanenti risulta nella impossibilità di potere regolare direttamente il campo magnetico prodotto da questi e nella eventualità che avvenga la smagnetizzazione, reversibile o irreversibile, dei magneti permanenti a causa del campo smagnetizzante prodotto da una corrente di reazione di armatura troppo intensa oppure di un aumento eccessivo della temperatura di lavoro dei magneti. La disponibilità di magneti permanenti alle terre rare ha reso possibile un sensibile miglioramento delle caratteristiche magnetiche quali una migliore protezione rispetto alla smagnetizzazione per campi smagnetizzanti ed una maggiore densità di energia con il conseguente aumento del rapporto potenza-peso della macchina, mentre ha comportato un peggioramento dal punto di vista della smagnetizzazione per aumento della temperatura. In ultimo occorre considerare che i magneti alle terre rare hanno un costo considerevole se confrontato con quello degli altri materiali impiegati nella costruzione della macchina, anche se negli ultimi anni si è verificata una continua diminuzione dei prezzi e pare che tale tendenza non si sia ancora esaurita.

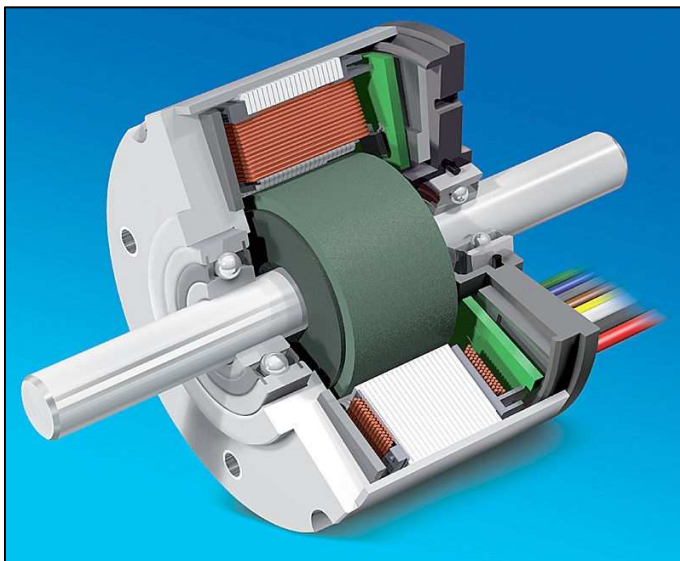



Fig. 5.6.3.2 – Spaccato di motore brushless

Dal confronto tra brushless e una macchina asincrona con rotore a gabbia emerge che costruttivamente la differenza tra i due tipi di macchina risiede ancora nel rotore. La macchina asincrona con rotore a gabbia ha il pregio di essere

molto robusta ed affidabile; di contro, pero, il rotore a gabbia è sede di notevoli perdite nel rame, che tipicamente sono pari alla meta delle perdite nel rame totali. Per il fatto che il campo magnetico non è sincrono con il rotore, il controllo di una macchina asincrona risulta più difficoltoso, rispetto ad una macchina brushless, nella quale invece il campo magnetico ed il rotore sono sincroni; inoltre nel controllo della macchina asincrona vanno presi in considerazione un numero di parametri maggiore, che per di più possono variare anche notevolmente durante il funzionamento della macchina.

I motori brushless presentano vantaggi e svantaggi rispetto al motore tradizionale. I principali vantaggi sono:

- il campo di rotore si deve ad un magnete permanente, quindi nel rotore non ci saranno perdite apprezzabili. Le uniche perdite saranno nello statore;
- si evita il sistema spazzole-collettore con notevoli vantaggi. Infatti nel motore in continua il problema di ottenere alte coppie in velocità è male affrontato, perché lo scorrimento delle spazzole sulle lamelle del collettore porta, per fenomeni induttivi, al mantenimento di archi elettrici che saranno sempre più intensi quanto più elevata è la corrente (alte coppie) e quanto più cresce la velocità;

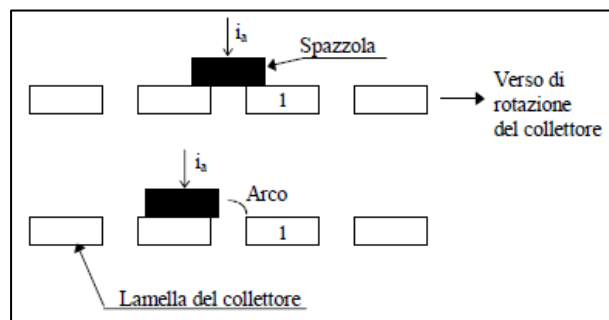



Fig. 5.6.3.3 - Spostamento del contatto spazzola-collettore durante il moto

- problemi di peso ed inerzia: il motore brushless ha rotori molto leggeri (a volte cavi) e i magneti (in Samario-Cobalto o in Neodimio-Ferro-Boro) sono incollati solo su di uno strato sottile superficiale. Ciò riduce di molto il peso ed anche il momento di inerzia del motore;
- durata di vita, affidabilità e velocità di risposta sono elevate;
- i rendimenti sono sensibilmente superiori rispetto ad altri motori;
- la manutenzione molto ridotta data l'assenza del collettore;
- i disturbi elettromagnetici e il rumore sono molto limitati;
- il regolatore di velocità non richiede la presenza di una dinamo tachimetrica;
- si possono raggiungere velocità molto elevate (fino a 100.000 giri/min);
- si può avere una regolazione ed un controllo di velocità molto buoni in un ampio campo;
- possibilità di rimanere in coppia da fermi (Look).

Gli svantaggi più salienti invece consistono in:

- il costo è più elevato per la presenza di magneti permanenti del tipo a terre rare molto costosi;
- è necessario un sensore di posizione per il pilotaggio del commutatore elettronico;
- con l'impiego di un commutatore a tiristori vi possono essere difficoltà all'avviamento e nel funzionamento a basse velocità;

- tecnologia poco diffusa;
- necessità di uso di un inverter: al costo del motore va aggiunto quello di inverter e sistema di controllo.

A titolo di esempio è possibile paragonare i motori sincroni con eccitazione a magneti permanenti Siemens serie 1FT6 con i motori in corrente continua Siemens serie 1GG6 / 1GH6. I primi risultano avere rendimenti maggiori del 97% per i motori a modulo singolo, con potenze che arrivano fino a 72 kW; per la seconda tipologia invece i rendimenti risultano decisamente più bassi, come si può osservare nella tabella 5.6.3.1, quindi presentano un'efficienza energetica minore, a parità di potenza nominale. Sicuramente è necessario tenere anche conto della differenza di costo d'acquisto, in tal caso a favore dei motori in corrente continua.

Fig. 5.6.3.4 – Motori sincroni a magneti permanenti Siemens 1FT6

SIEMENS DC MOTORS 1GG6 / 1GH6						SIEMENS BRUSHLESS MOTORS 1FT6				
POTENZA NOMINALE P_N [kW]	TENSIONE D'ARMATURA [V]	VELOCITA' NOMINALE n_N [giri/min]	COPPIA NOMINALE M_N [Nm]	CORRENTE NOMINALE I_N [A]	RENDIMENTO η [%]	POTENZA NOMINALE P_N [kW]	COPPIA NOMINALE M_N [Nm]	CORRENTE NOMINALE I_N [A]	RENDIMENTO η [%]	VELOCITA' NOMINALE n_N [giri/min]
31,5	420	995	302	90	79	23,6	150	58	>97	1500
35,7	470	1130	302	90	81	29,1	185	67	>97	
40,0	520	1270	301	90	83	36,1	230	90	>97	
47,0	600	1490	301	90	84	45,5	290	112	>97	
59,5	470	1880	302	141	87	35,3	135	82	>97	2500
63,5	420	2140	283	168	88	48,4	185	115	>97	
71,0	470	2410	281	168	88	57,6	220	149	>97	
77,0	520	2690	273	163	89	72,0	275	162	>97	

Tab. 5.6.3.1 – Dati tecnici di motori Siemens in corrente continua serie 1GG6 / 1GH6 e sincroni a magneti permanenti serie 1FT6

È quindi conveniente sviluppare una valutazione economica che valuti tutta la vita di funzionamento del motore e non solo il costo iniziale.

5.6.4 Motori "torque"

I motori detti "torque" sono destinati agli assi rotativi, così come i motori lineari sono destinati ai movimenti rettilinei; entrambi sono l'espressione della tecnologia denominata direct drive. Il principio di trasmissione diretta o direct drive è semplice è cioè il servomotore elettrico genera l'energia meccanica utile ad azionare il carico finale.

La differenza sostanziale rispetto ai sistemi tradizionali è l'assenza di ogni intermezzo meccanico di trasformazione del moto: niente più riduttori, ne ingranaggi o cinghie (vedi par. 5.6.2).

Fig. 5.6.4.1 – Motori "torque"

Velocità, coppia e potenza dei sistemi direct drive, sono caratteristiche intrinseche al progetto elettromagnetico del motore e ne determinano la sua grandezza fisica, così come la qualità e la dinamica del moto dipendono dal sistema di regolazione elettronica e dalla qualità della retroazione del sistema di misura.
Ogni soluzione di sistema direct drive per assi rotativi realizza una nuova forma di servomotore in cui il componente elettromagnetico si "fonde"' con il progetto meccanico del sottoinsieme di macchina che costituisce l'asse rotativo.
Il principale vantaggio della tecnologia direct drive rispetto alle soluzioni convenzionali è l'eliminazione dei riduttori meccanici. In tal modo il sistema è notevolmente semplificato nella sua struttura meccanica: ne deriva un'alta affidabilità e riproducibilità sia delle prestazioni che della precisione. Quindi l'assenza del riduttore permette:

- di superare tutte le problematiche collegate quali: attriti, usura, difetti ciclici del moto.
- benefici relativi al rendimento di trasmissione e all'efficienza energetica;
- di abbattere la complessità meccanica riducendo il numero di componenti ed i costi di montaggio;
- di agevolare e semplificare la costruzione delle strutture degli impianti adiacenti grazie alla struttura semplificata e simmetrica;
- di rendere facilmente raggiungibili obiettivi quali la riduzione dei costi e contemporaneamente l'incremento delle prestazioni.

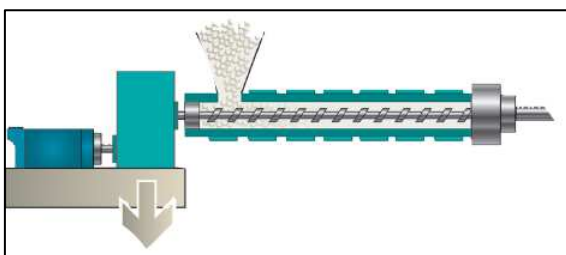
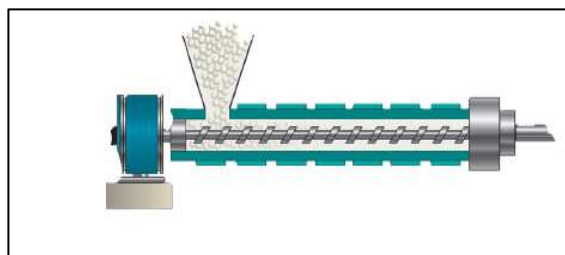



Fig. 5.6.4.2 – Esempio di estrusore azionato da un motore ad induzione o in corrente continua con riduttore

Fig. 5.6.4.3 – Esempio di estrusore azionato da un motore "torque"

I sistemi direct drive realizzano con la regolazione elettronica alcune funzioni prima collegate dalla qualità meccanica; di seguito si indicano alcune caratteristiche

fondamentali dei servo-sistemi a trasmissione diretta comparate con sistemi tradizionali con riduttore. L'ambito di giudizio di tali considerazioni è focalizzato in modo particolare nelle applicazioni per assi di macchine utensili, settore che richiede un target di prestazioni/precisioni particolarmente elevato, quindi costituisce un ottimo riferimento per valutazioni relative anche ad altri settori, generalmente meno sofisticati.

SISTEMI DIRECT DRIVE	SISTEMI CON RIDUTTORE
Rigidezza statica e dinamica sono funzioni esclusivamente delegate alla regolazione elettronica	*Le qualità meccaniche del riduttore sono prevalenti nel definire il comportamento dinamico del servosistema*
Il sistema di misura (encoder di retroazione) stabilisce un limite invalicabile di risoluzione e precisione di posizionamento. *La regolazione elettronica "vede" le risonanze meccanico-strutturali come limiti di frontiera a cui adeguarsi, tuttavia, è agevole ottenere livelli di qualità finale decisamente superiori.* *Gli algoritmi di regolazione dell'elettronica di comando più sofisticati sono decisivi nel determinare gli obiettivi finali di alto livello superiore per risoluzione/precisione.* *(tipici target: [gradi] risoluzione 10^{-6} e finestra di posizionamento:10^{-5}).*	*Qualità e regolarità di moto sono vincolati dalla qualità del riduttore, giochi, attriti variabili e qualità geometrica di esecuzione, sono prevalenti rispetto alla risoluzione di misura.* *La regolazione elettronica si ferma e si uniforma a ciò che la meccanica di trasmissione gli permette di esprimere.* *Tipicamente, è il sistema meccanico a stabilire il risultato finale; poco vale disporre di elettronica più sofisticata.* *Gli obiettivi raggiungibili nelle migliori ipotesi permettono [gradi]: risoluzione 10^{-5} e finestra di posizionamento 10^{-4}.*
Le prestazioni del ciclo dinamico sono determinate da due grandezze fondamentali: • *coppia motrice;* • *momento di Inerzia delle masse rotanti.* *Unica precauzione è la non sottovalutazione degli attriti residui del sistema quali:* • *attrito del cuscinetti volventi;* • *eventuali attriti di distributori idraulici rotanti.* *Il "modello di calcolo" è semplice, lineare e senza sorprese. Si applicano con ottima affidabilità le formule della dinamica del moto circolare.* *Nell'ambito delle applicazioni con cicli dinamici prevalenti i sistemi direct drive esprimono il massimo gap di qualità rispetto ai sistemi tradizionali.*	*Le prestazioni del ciclo dinamico sono pesantemente influenzate da variabili fisiche non lineari:* • *attriti e rendimenti funzione della velocità, tipo di lubrificazione ecc.;* • *giochi ed elasticità dei riduttori;* • *stabilità di regolazione compromessa da accoppiamenti elastici tra inerzie differenziate in grado di innescare instabilità dinamica del sistema alle basse frequenze.* *Il "modello di calcolo" è problematico e complesso, spesso ci si deve accontentare dei risultati ottenuti dal collaudo operativo del sistema.* *Le applicazioni con cicli dinamici molto elevati evidenziano tutti i limiti della soluzione con riduttore.*

Tab. 5.6.4.1 - Caratteristiche fondamentali dei servo-sistemi a trasmissione diretta comparate con sistemi tradizionali con riduttore

Da tutto ciò si può comprendere che la trasmissione diretta, oltre ai vantaggi sopra descritti in tabella 5.6.4.1, comporta un miglioramento del rendimento del sistema macchina, anche se, dal punto di vista dell'efficienza energetica, il motore "torque", considerato singolarmente, presenta rendimenti peggiori rispetto alle macchine tradizionali. Tale problematica si può osservare in figura 5.6.4.2 dove sono riportati, come esempio, dei grafici relativi alle caratteristiche di funzionamento di un motore "torque" di produzione Etel Motion Technology.

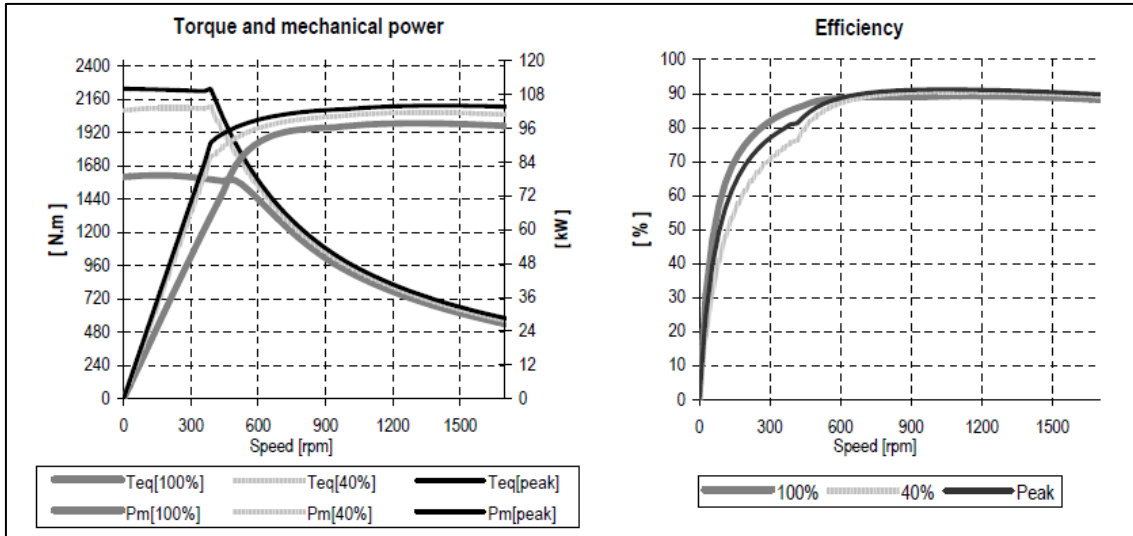



Fig. 5.6.4.2 – Caratteristiche di funzionamento di motore "torque" di produzione Etel Motion Technology

L'aumento di coppia richiede inevitabilmente un aumento del diametro del motore in quanto la forza specifica per unità di area del traferro ha un limite superiore di alcuni newton su centimetro quadro, per problemi legati alle perdite per effetto joule e per la saturazione magnetica del ferro. L'aumento del diametro comporta un aumento del momento di inerzia, che influisce negativamente sulle prestazioni dinamiche. Per limitare questo inconveniente il rotore deve essere il più leggero possibile. Le dimensioni e la massa sono comunque sempre molto maggiori di un motore di pari potenza. Si cerca di limitarle portando al limite lo sfruttamento dei materiali. Cosa che comporta un aumento delle perdite ed un surriscaldamento del motore che rende necessario, in molti casi, un raffreddamento ad acqua. Allo scopo, sulla superficie esterna dello statore, per tutta la sua circonferenza, sono ricavati canali nei quali viene fatta scorrere l'acqua di raffreddamento. Tutto ciò comporta la possibilità di ottenere motori "torque" con potenze relativamente piccole: è possibile arrivare a qualche centinaio di kW.

Fig. 5.6.4.3 – Esempio di applicazione di un motore "torque"

Come esempio delle potenze massime raggiungibili di seguito, nelle figure 5.6.4.4 e 5.6.4.5, si propongono i dati tecnici di un motore "torque" di produzione Parker

Hannifin: servomotore brushless a magneti permanenti. Tali motori sono stati sviluppati specialmente per applicazioni nell'ambito dell'industria plastica, progettati in sostituzione di motori in corrente continua o ad induzione associati a riduttori di estrusori.

P_n	**Potenza nominale**	*318*	*kW*	**Raffreddamento:**	
M_n	**Coppia nominale**	*21700*	*Nm*	**acqua di raffreddamento**	
N_n	**Velocità nominale**	*140*	*rpm*	*Raffreddamento*	*IC 97 W*
I_n	**Corrente nominale**	*626*	A_{rms}	*Minimo flusso d'acqua:*	*57 l/min*
U_R	**Tensione di alimentazione principale**	*400*	V_{rms}	*Massima temperatura:*	*25 °C*
U	**Tensione di alimentazione DC quando il motore è a carico**	*540*	V_{rms}	*Massima pressione:*	*5 bars*
M_o	**Coppia a velocità lenta**	*22200*	*Nm*	*Temperatura ambiente:*	*40 °C max*
I_o	**Corrente a velocità lenta**	*640*	A_{rms}	*Altitudine:*	*< 1000 m*
M_p	**Massima coppia**	*32500*	*Nm*	*Classe termica:*	*F*
I_p	**Massima corrente**	*959*	A_{rms}	*(secondo normativa CEI 34-1)*	
N_p	**Massima velocità**	*175*	*rpm*	*Numero di poli:*	*48*
J	**Inerzia rotore**	*25,9*	$kg \cdot m^2$		
K_e	**Forza controelettromotrice a 1000 rpm (25°C)**	*2180*	V_{rms}	*Efficienza:*	
K_t	**Costante di coppia**	*34,7*	Nm/A_{rms}	*alla coppiamnominale:*	*89,3%*
R_b	**Resistenza statorica (25°C)**	*0,044*	Ω	*al 75% della coppia nominale:*	*92,2%*
L	**Induttanza statorica**	*0,86*	*mH*		

Fig. 5.6.4.4 – Dati tecnici motore "torque" Parker serie TMW40CLG

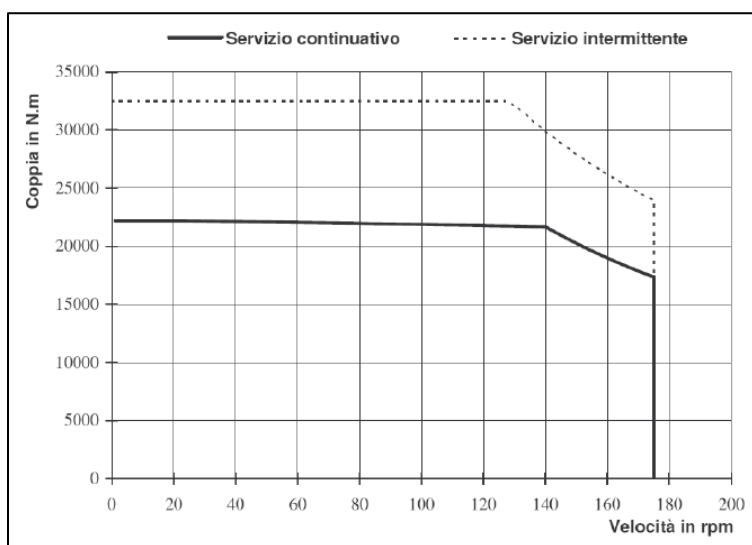



Fig. 5.6.4.5 – Andamento coppia/velocità motore "torque" Parker serie TMW40CLG

5.7 METODOLOGIE PER ELEVARE IL RENDIMENTO

Le perdite in un motore elettrico sono di diversa natura:

- perdite meccaniche, per attrito (nei cuscinetti e alle spazzole) e per ventilazione;
- perdite nel ferro a vuoto (proporzionali al quadrato della tensione), costituite da perdite per isteresi consistenti nell'energia dispersa nei cambi di direzione

del flusso, e perdite per correnti parassite causate dalle correnti circolanti entro il nucleo, indotte dai cambiamenti di flusso;
- perdite per effetto Joule (proporzionali al quadrato della corrente), negli avvolgimenti di statore e rotore.

Nei motori ad alta efficienza queste perdite sono state ridotte intervenendo sui materiali o modificando alcuni elementi costruttivi quali:
- nucleo, realizzato con lamierini a basse perdite che diminuiscono le perdite a vuoto;
- sezione maggiorata dei conduttori dello statore e del rotore per ridurre le perdite per effetto Joule;
- attenta scelta del numero di cave e della geometria delle stesse.

Queste modifiche comportano, inoltre, una minore produzione di calore e di conseguenza l’impiego di ventole di raffreddamento più piccole e quindi minori perdite meccaniche. Si sono così ottenuti motori che a parità di potenza hanno un rendimento migliore di quello standard ed una curva del rendimento più piatta, tale cioè da garantire, anche in caso di spostamenti del carico, un rendimento sempre vicino a quello ottimale.
Inoltre è possibile intervenire su altri aspetti costruttivi per aumentare l’efficienza.

5.7.1 Motori con raffreddamento ad acqua

Circa il 10% dell'elettricità che arriva al motore si trasforma in calore dovuto alla resistenza dei fili elettrici. Il restante 90% viene convertito in energia meccanica. Se il calore non viene interamente dissipato, la temperatura aumenta fino a danneggiare la resina isolante degli avvolgimenti, e a questo punto il motore “fonde”.
Quindi la potenza può aumentare finché i lamierini e la carcassa del motore riescono a dissipare il calore dei fili elettrici che formano gli avvolgimenti. Oppure si può dire che la potenza massima viene raggiunta quando la temperatura aumenta fino a un punto di equilibrio tra il calore che viene prodotto e quello che viene dissipato. E se aumenta l'efficienza con cui il calore viene dissipato, per esempio grazie ad un sistema di raffreddamento a liquido, la potenza del motore può ancora aumentare.
Per scoprire cosa rende interessante il raffreddamento a liquido dobbiamo confrontarlo con il tradizionale raffreddamento ad aria. Se confrontiamo questi metodi, ci sono due principali proprietà da considerare: la conducibilità termica e il calore specifico. La conducibilità termica è la proprietà fisica che descrive quanto bene una sostanza è in grado di trasferire il calore. La conducibilità termica dell'acqua è 25 volte superiore a quella dell'aria. Ovviamente, questa caratteristica dona un gran vantaggio al raffreddamento a liquido rispetto a quello ad aria, dato che il calore può essere trasferito molto più velocemente. Il calore specifico è un'altra importante proprietà fisica, e indica la quantità di energia necessaria per aumentare la temperatura di una sostanza di un grado. Il calore specifico dell'acqua

è circa quattro volte quello dell'aria, e ciò significa che necessita di un'energia quattro volte superiore per scaldarsi di un grado rispetto all'aria. Ancora una volta, l'abilità dell'acqua di assorbire energia termica senza aumentare la sua temperatura è un grande vantaggio rispetto al raffreddamento ad aria.
Per sviluppare l'argomento si prenderanno in esame dei motori ELIN EBG, società che da molti anni ha posto a brevetto un sistema di raffreddamento ad acqua addossato per macchine elettriche rotanti.
Grazie alle migliori proprietà fisiche dell'acqua rispetto all'aria, il raffreddamento ad acqua è un sistema molto efficiente per asportare il calore prodotto da motore. Ciò porta dei considerevoli vantaggi per tale tipologia di motori.

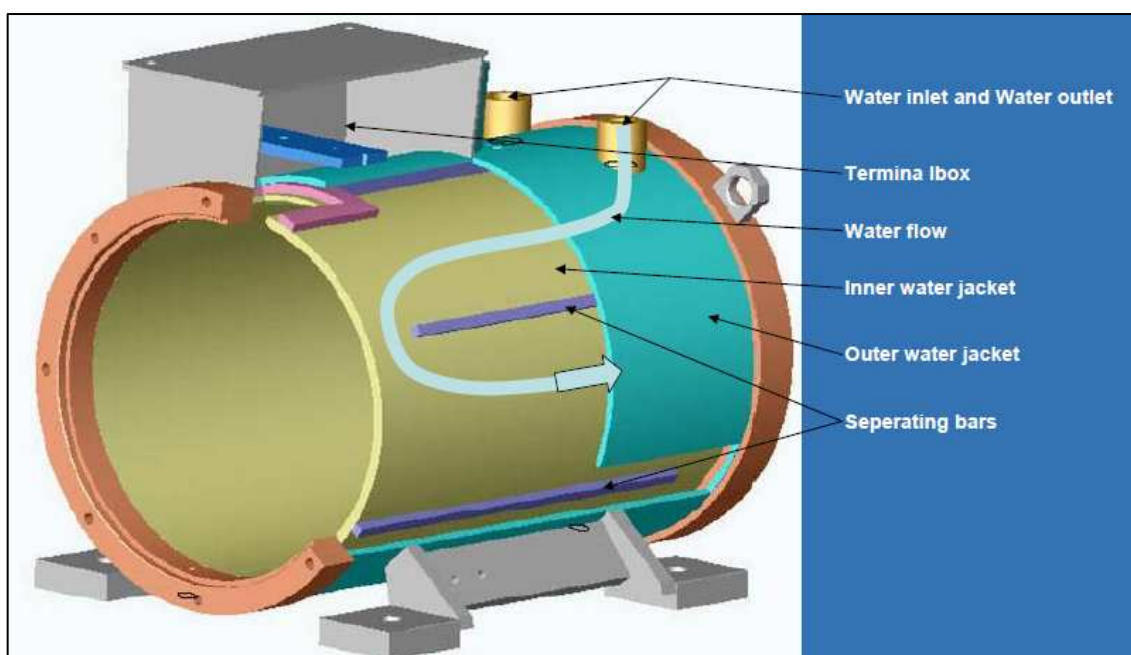



Fig. 5.7.1.1 - Sistema di raffreddamento ad acqua di un motore Elin EBG

Prima di tutto l'acqua di raffreddamento si trova già in loco evitando così costosi raffreddamenti ad aria forzata. Essendo motori progettati per l'utilizzo di acqua di torre non è necessario sviluppare un impianto di raffreddamento dotato di pompe per mantenere in pressione il liquido di raffreddamento. Questo, a differenze di altri costruttori, permette un ulteriore risparmio. Ovviamente tutto ciò rende competitivo tale tipologia di raffreddamento in aree geografiche in cui sia presente una buona disponibilità di acqua.
Ovviamente il produttore raccomanda delle caratteristiche minime relative all'acqua di raffreddamento, come riassunto nella tabella 5.7.1.1.

DATI CARATTERISTICI	QUALITA' CONSIGLIATA	QUALITA' ACCETTABILE
Valore pH	*da 7,5 a 8,5*	*da 6,5 a 9,0*
Durezza acqua (° dH)	*da 4 a 6*	*< 10*
Materiali in sospensione (ppm)	*< 10*	*< 30*
Larghezza maglie filtro (μm)	*30*	*< 100*

Tab. 5.7.1.1 - Caratteristiche dell'acqua per le macchine elettriche con statore refrigerato

È necessario prestare particolare attenzione al rispetto di pH, durezza dell'acqua e percentuale di materiali in sospensione. Per quanto riguarda il rapporto tra materiali in sospensione e durezza dell'acqua, bisogna tenere conto del fatto che la percentuale di materiali in sospensione deve essere sempre più piccola a mano a mano che cresce il grado di durezza dell'acqua di raffreddamento. Anche una percentuale sensibilmente maggiore di materiali in sospensione non causa otturazioni dei canali di raffreddamento nella macchina, a patto che sia garantito un flusso continuativo dell'acqua di raffreddamento.
Un altro vantaggio delle macchine elettriche refrigerate ad acqua è la riduzione di peso e dimensioni mediante un corpo motore compatto e l'assenza di ventilatori.
Qualsiasi motore infatti fornisce una potenza tanto maggiore quanto maggiore è la corrente assorbita, che però è limitata dalla temperatura che gli avvolgimenti possono raggiungere: dipende dalla qualità degli isolanti, cioè dalla classe di isolamento. Da ciò deriva che si può aumentare la potenza di uscita, a parità di classe, potenziando il sistema di raffreddamento.

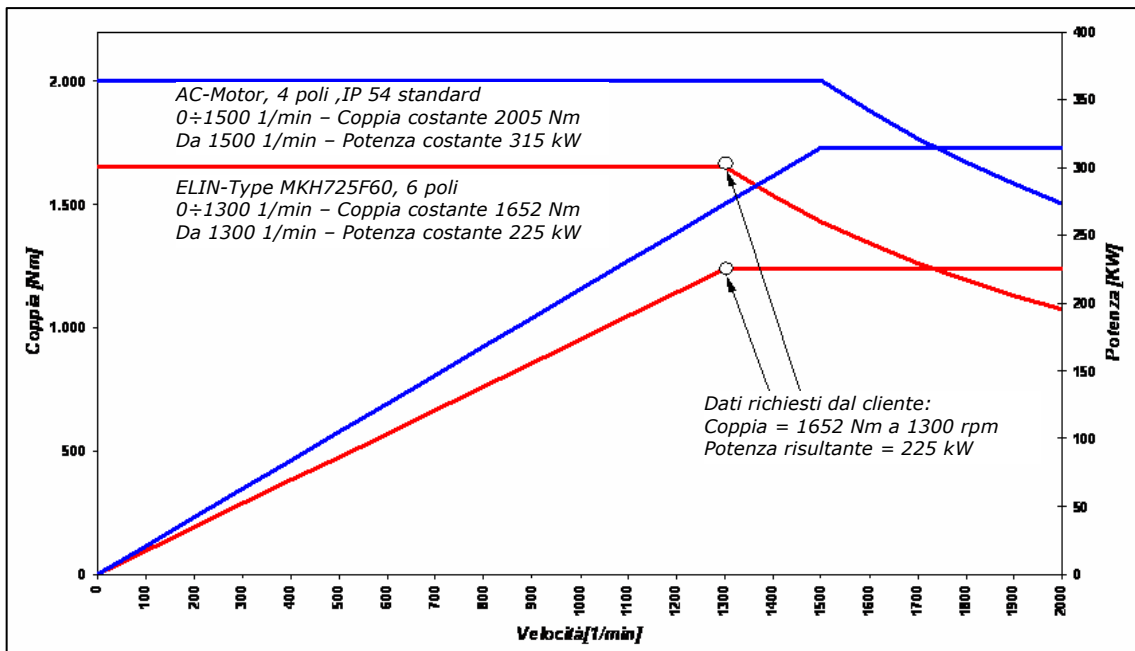



Fig. 5.7.1.2 - Comparazione in Potenza resa – caso AC

Il sistema di raffreddamento consente di operare sotto inverter senza alcuna ventilazione aggiuntiva, necessaria invece per i motori convenzionali – servoventilati - in modo da ottenere un raffreddamento costante anche se la velocità del motore principale è variabile. Questo permette quindi di ridurre ulteriormente i consumi di energia elettrica. Come esempio è possibile considerare un motore ad aria forzata, per funzionamento con inverter, raffreddato separatamente con ventilatore, 4 poli, 1500 rpm a 50 Hz, 980 kW di produzione Siemens (series 1PQ8): tale macchina è equipaggiata con un motore asincrono trifase per il funzionamento del ventilatore della potenza di 3 kW.

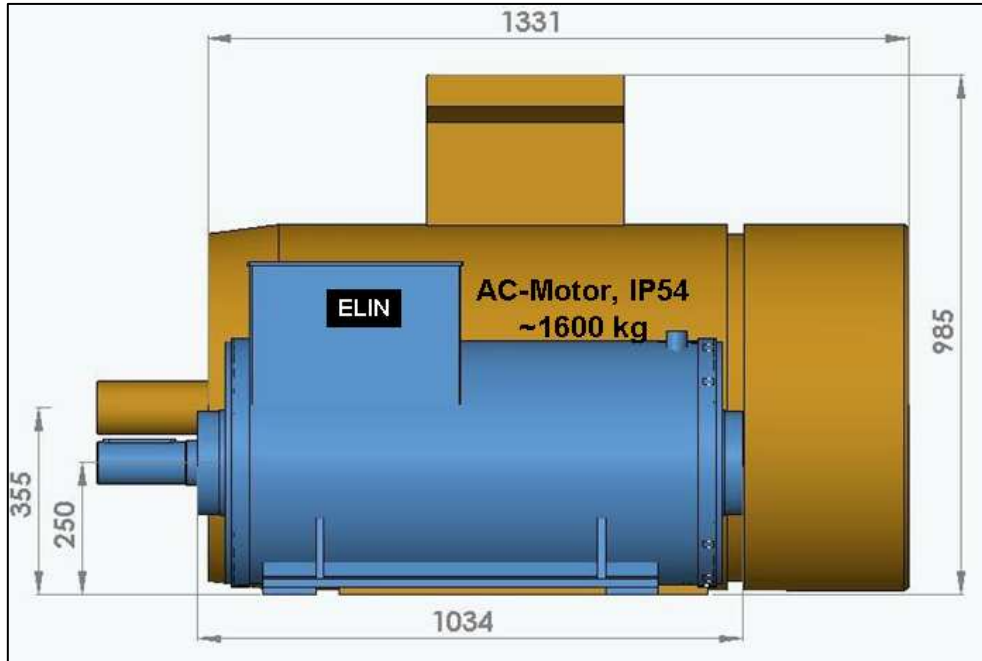



Fig. 5.7.1.3 - Comparazione dimensionale – IP 54 standard AC

L'utilizzo dell'acqua poi fa sì che il sistema di refrigerazione sia insensibile a sporco e polveri plastiche ed a fluttuazioni della temperatura ambiente.
Il calore prodotto dal motore inoltre viene asportato dal sistema di raffreddamento senza alcun impatto per l'ambiente circostante:

- si evitano costose tubazioni per la canalizzazione dell'aria calda;
- nessuna sovraelevazione di temperatura ambiente;
- condizionamento d'aria non necessario.

Anche per tale motivo si viene ad avere una riduzione dei costi.
Infine si ottiene una considerevole riduzione di rumore e vibrazioni , rispetto a motori con ventilazione addossata e la fresca temperatura del corpo motore riduce la temperatura dell'ambiente circostante.

Fig. 5.7.1.4 – Estrusore equipaggiato con motore AC ELIN EBG

Tutti i vantaggi esposti fino ad ora vanno inoltre a sommarsi ad un'elevata efficienza che caratterizza tale tipologia di macchine. A dimostrazione di ciò si riportano in tabella 5.7.1.2 dei valori di funzionamento a carico di un motore asincrono trifase serie MKH, 6 poli, 1650 kW, 1671 A, 690 V, con connessione a triangolo. Invece in figura 5.7.1.6 è possibile osservare le prestazioni caratteristiche del medesimo motore.

Tensione V	Corrente A	Potenza elettrica kW	cos fi	Velocità rpm	Potenza meccanica kW	Rendimento %
691,6	1785,2	1820,1	0,851	996,46	1778,34	97,7
692,3	1683,3	1702,6	0,844	996,71	1663,89	97,7
694,9	1328,7	1265,7	0,792	997,40	1235,93	97,7
699,3	1021,0	835,0	0,675	998,37	811,51	97,2
691,1	764,2	405,3	0,443	999,12	385,98	95,2

Tab. 5.7.1.2 – Caratteristiche a carico di un motore asincrono trifase ELIN EBG serie MKH, 6 poli, 1650 kW, 1671 A, 690 V, con connessione a triangolo

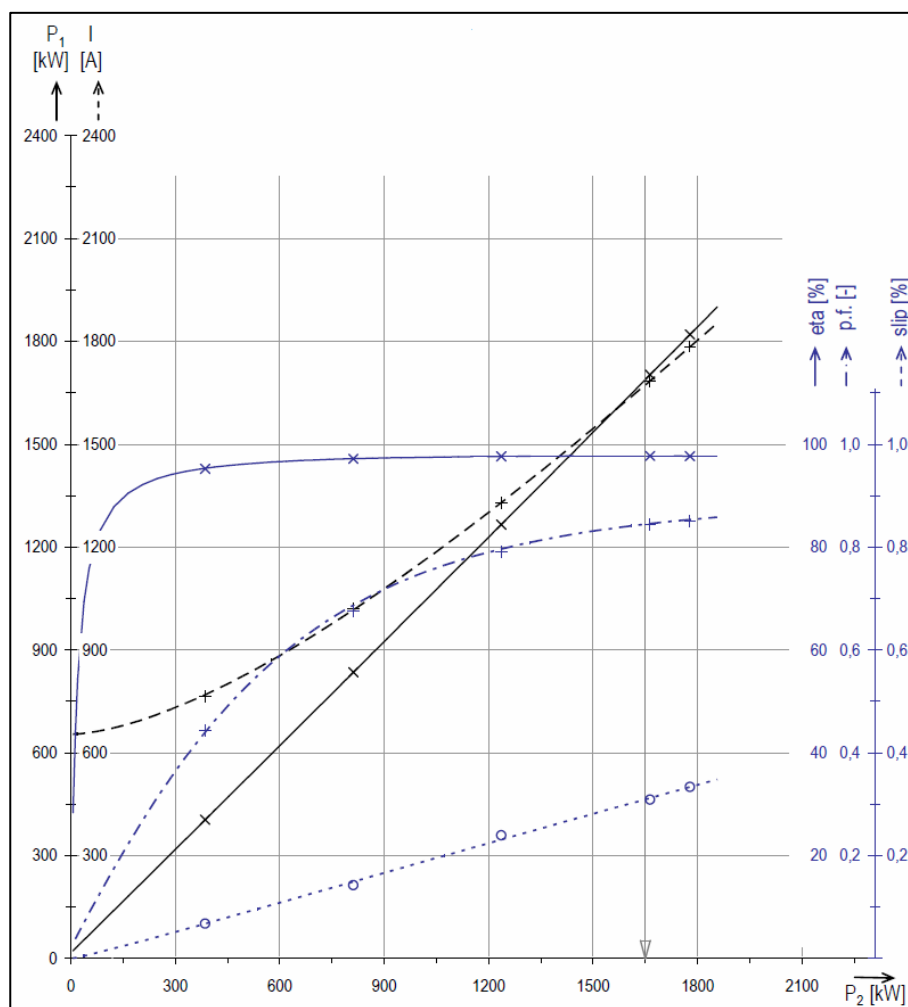



Fig. 5.7.1.6 - Prestazioni caratteristiche di un motore asincrono trifase ELIN EBG serie MKH, 6 poli, 1650 kW, 1671 A, 690 V, con connessione a triangolo

5.8 PROSPETTIVE FUTURE: LA SUPERCONDUTTIVITÀ

Il fenomeno della superconduttività venne inaspettatamente scoperto nel 1911 da un fisico olandese di nome Heike Kamerlingh Onnes (1853-1926, premio Nobel per la fisica nel 1913). Questi, nell'ambito di uno studio delle proprietà

elettriche dei metalli a basse temperature, osservò che il mercurio, se raffreddato a temperature inferiori ai 4,16 Kelvin, cessa improvvisamente di opporre qualsiasi resistenza al passaggio di corrente elettrica: la sua resistenza elettrica diventa nulla. Successivamente si è potuto accertare che questo fenomeno non è limitato al mercurio, ma esiste una lunga serie di altri elementi o sostanze composte che, se raffreddati al di sotto di una determinata temperatura critica, come viene denominata la temperatura alla quale il fenomeno della superconduttività si innesca, permettono il trasporto di corrente elettrica senza la benché minima perdita di energia. Fra gli elementi più famigliari figurano l'alluminio, con una temperatura critica di 1,19 Kelvin, o il piombo, che diventa superconduttore a 7,2 Kelvin. Sul fronte delle sostanze composte vale la pena citare, per la sua ampia utilizzazione in applicazioni commerciali, il niobio-titanio, una lega metallica che diventa superconduttrice a circa 9 Kelvin. Abbastanza interessante e curioso è il fatto che il rame, l'oro e l'argento, ossia quei materiali che a temperatura ambiente figurano fra i migliori conduttori elettrici, a basse temperature non diventano superconduttori. Non esiste una regola semplice che permette di stabilire a priori quali materiali diventino superconduttori a temperature sufficientemente basse. I seguenti punti, basati su osservazioni empiriche, meritano comunque di essere citati:

- solamente metalli o composti metallici diventano superconduttori;
- i metalli nobili non diventano superconduttori;
- i metalli magnetici non diventano superconduttori.

L'assenza di resistenza elettrica non è però l'unica caratteristica fondamentale dei superconduttori. Esiste infatti una seconda non meno spettacolare proprietà che un superconduttore deve manifestare affinché esso possa essere considerato tale: si tratta dell'effetto di Meissner, così chiamato in onore dello scienziato che lo scoprì nel 1933. L'effetto consiste nella proprietà del materiale superconduttore di escludere dal suo interno qualsiasi campo magnetico. In termini specialistici si dice che il superconduttore si comporta come un diamagnete ideale. Senza questa proprietà un materiale privo di resistenza elettrica non è un superconduttore, esso è “semplicemente” un conduttore ideale. È grazie a questa proprietà che il fenomeno della superconduttività può essere considerato un vero e proprio stato di fase della materia, uno stato di equilibrio termodinamico che si contrappone alla fase cosiddetta normale, quella cioè in cui il trasporto della corrente elettrica è un fenomeno dissipativo.

Il meccanismo attraverso il quale un superconduttore è in grado di escludere o di espellere dal suo interno un campo magnetico esterno è relativamente semplice e, in considerazione della sua importanza per alcune affascinanti applicazioni tecniche, merita di essere brevemente illustrato.

Generalmente un campo magnetico è, o può essere, associato ad un flusso di corrente elettrica. In un elettromagnete, ad esempio, il campo magnetico è generato dalla corrente che scorre nelle sue spire.

Analogamente, i superconduttori reagiscono a campi magnetici esterni mettendo spontaneamente in moto nel loro interno un flusso di corrente elettrica tale che il campo magnetico ad esso associato annulli internamente il campo magnetico nel quale essi sono immersi. I superconduttori, quindi, escludono dal loro interno i campi magnetici magnetizzandosi. Questo particolare comportamento può essere messo in evidenza sperimentalmente avvicinando un superconduttore ad un magnete permanente, e registrando la forza repulsiva che si instaura tra di essi a causa della loro diversa polarità magnetica. L'effetto che si osserva è del tutto simile a quello che tutti abbiamo probabilmente già sperimentato tentando di avvicinare i poli opposti di due magneti. La repulsione tra superconduttori e magneti è alla base dello spettacolare esperimento di levitazione illustrato in figura 5.8.1. L'immagine, realizzata presso l'università del Texas, mostra una "pastiglia" di materiale superconduttore che fluttua a mezz'aria sopra la superficie di un magnete. Il principio alla base di questo esperimento è lo stesso di quello che viene impiegato ad esempio in Giappone nei prototipi di treni a levitazione magnetica (Maglev).

Fig. 5.8.1 - Levitazione magnetica di una pastiglia di materiale superconduttore

Dopo gli anni sessanta e fino al 1986 la comunità scientifica si era ormai generalmente rassegnata ad accettare che la superconduttività fosse un fenomeno limitato a temperature inferiori ai 23 K. Questa opinione era sostenuta dal fatto che gli sforzi profusi per incrementare le temperature critiche dei materiali avevano dato dei risultati insignificanti. Inoltre, la comunità scientifica era consenziente sul fatto che il modello teorico relativo alla natura della superconduttività non fosse in grado di predire temperature critiche sensibilmente maggiori di quelle che aveva fino ad allora predetto. Nel 1986, però, si verificò un evento inaspettato: nei laboratori dell'IBM a Zurigo-Rüschlikon, Alex Müller e Georg Bednorz scoprirono i cosiddetti superconduttori ad alta temperatura, scoperta per la quale i due scienziati furono insigniti del premio Nobel. L'importanza della scoperta si manifestò in tutta la sua pienezza appena si capì che oltre da temperature critiche decisamente più alte (il materiale che attualmente detiene il record diventa superconduttore già ad una temperatura di circa 133 Kelvin, ossia circa –140 gradi centigradi), essi sono anche caratterizzati da una resistenza ai campi magnetici e da una capacità di trasporto sensibilmente superiori a quelle dei materiali fino ad allora conosciuti, materiali che oggi vengono chiamati superconduttori a bassa temperatura. In considerazione della loro particolare struttura, del fatto che, nonostante essi manifestino proprietà metalliche, non siano metalli bensì degli isolanti e del fatto che essi manifestino un ordinamento magnetico, si capì anche

relativamente presto che alla base della superconduttività di questi nuovi materiali ci dovesse essere un meccanismo totalmente nuovo. Dal 1986 ad oggi il grande entusiasmo iniziale per la scoperta si è leggermente mitigato a causa di alcune loro proprietà che frenano e ritardano il loro utilizzo in applicazioni tecniche su larga scala. Il loro potenziale è però a tutt'oggi immutato.

Il materiale di base di questi nuovi superconduttori è sempre un isolante costituito da strati di ossido di rame, il quale, per mezzo di un drogaggio chimico, viene trasformato in un metallo (per drogaggio chimico si intende l'aggiunta controllata nel reticolo cristallino di imperfezioni o di atomi estranei). La struttura è formata intercalando strati di ossido di rame elettricamente conduttori con strati isolanti composti da altri ossidi (vedi figura 5.8.2). Si tratta dunque di una struttura fortemente bidimensionale, dunque fortemente anisotropa, che si distingue decisamente dalla struttura generalmente isotropa dei superconduttori convenzionali.

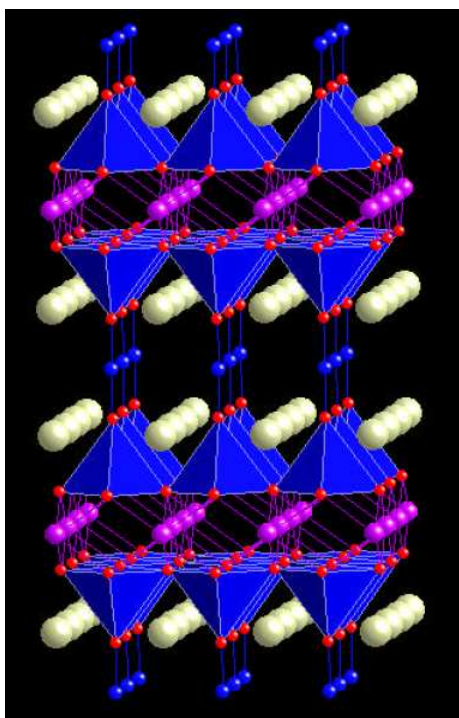



Fig. 5.8.2 - Struttura cristallina di un superconduttore ad alta temperatura a base di ittrio

La forte anisotropia è uno dei fattori principali che attualmente ostacola l'ingegnerizzazione dei superconduttori ad alta temperatura. Il suo effetto, combinato con le alte temperature, è infatti quello di rendere il reticolo delle linee di flusso, che nei materiali classici è una struttura relativamente rigida e statica, molto dinamico e mobile. La mobilità delle linee di flusso compromette la proprietà del materiale di trasportare corrente elettrica senza dissipazione di energia. L'altro fattore che, unitamente all'anisotropia, ostacola l'utilizzo dei nuovi materiali per applicazioni tecniche è rappresentato dalle loro particolari proprietà meccaniche. Queste, infatti, sono molto simili a quelle dei materiali ceramici, che in generale sono estremamente fragili e poco duttili. Il risultato consiste in un'estrema difficoltà di lavorazione, difficoltà che attualmente impediscono, ad esempio, la fabbricazioni di cavi superconduttori di lunghezza superiore al chilometro.

L'intensa attività di ricerca e sviluppo condotta nel campo delle scienze dei materiali ha già comunque fornito delle utili indicazioni su come è possibile aggirare o sormontare le difficoltà sopraccitate, che comunque, al pari delle difficoltà associate alle temperature critiche dei materiali superconduttori classici estremamente basse, non hanno impedito la commercializzazione di alcuni prodotti interessanti e lo sviluppo di nuovi prototipi.

Interessanti e numerose applicazioni tecniche della superconduttività sono state realizzate, o sono in via di realizzazione, anche nel campo del trasporto, della conversione e dell'immagazzinamento di energia. Si pensi in particolare ai cavi per il trasporto di corrente elettrica o per la fabbricazione di trasformatori, generatori,

motori elettrici. E’ questo un campo in cui la superconduttività possiede un immenso potenziale.

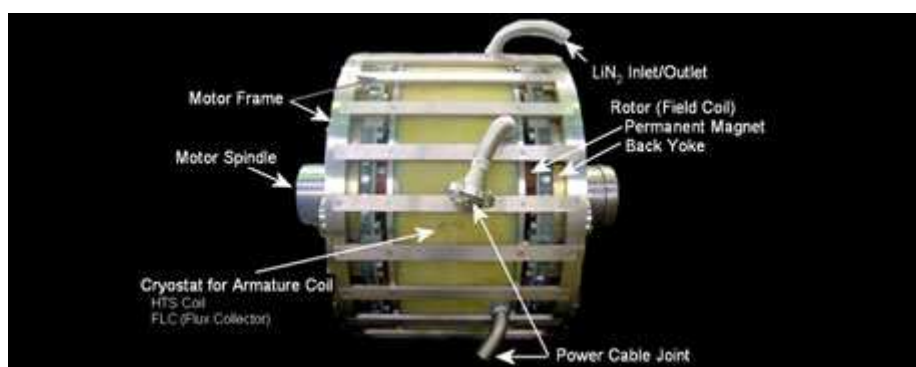



Fig. 5.8.3 – Sumitomo: sviluppo del motore elettrico superconduttore

Per capirne il motivo è sufficiente dire che nelle attuali linee aeree circa il 10% dell’energia elettrica trasportata viene persa e che una quantità ancora maggiore di energia viene persa durante i suoi processi di conversione. Nonostante la tecnologia di fabbricazione di cavi superconduttori a bassa temperatura abbia già da tempo raggiunto un alto grado di maturazione, e fatta eccezione per alcune applicazioni nel campo della medicina diagnostica (nelle apparecchiature utilizzate per la risonanza magnetica nucleare) o della ricerca scientifica (acceleratori di particelle), le applicazioni sopraccitate sono ancora poco diffuse, essendo esse da un punto di vista economico non ancora sufficientemente interessanti. La causa risiede nel fatto che gli investimenti e le spese necessarie al raffreddamento dei superconduttori sono ampiamente superiori ai benefici che si possono trarre a livello, ad esempio, di risparmio energetico e guadagni di efficienza. Le proporzioni appena descritte potrebbero però rapidamente capovolgersi nel momento in cui si riuscirà a produrre cavi superconduttori ad alta temperatura di lunghezza e qualità sufficienti da soddisfare le esigenze dell’industria.
Si potrebbero citare ancora molte altre possibili applicazioni della superconduttività, ma le poche citate, comunque, riescono già da sole a rendere l’idea dell’enorme potenziale tecnologico che l’umanità ha a portata di mano ma che, forse solo per poco, ancora gli sfugge e degli influssi che esso, una volta afferrato, potrebbe avere sulla nostra vita quotidiana, sul modo di esercitare le nostre attività, sul nostro modo di comunicare e di viaggiare. Sulla superconduttività molto è già stato scoperto. Ma molto rimane ancora da scoprire. E’ dunque difficile e forse ancora un poco prematuro disegnare scenari e fare pronostici precisi per il futuro. Una cosa la si può comunque affermare senza correre il rischio di essere clamorosamente smentiti: quella dei superconduttori è una tecnologia chiave, una tecnologia che nel prossimo secolo contribuirà parecchio a modellare il nostro futuro.

CAPITOLO 7

CONVERTITORI

7.1 INVERTER VETTORIALI

Fig. 7.1.1 – Inverter di produzione ABB

L'inverter vettoriale per il controllo dei motori asincroni trifasi ha praticamente reso quasi identiche le caratteristiche di un motore AC con un motore DC a collettore.
Negli inverter tradizionali, detti anche scalari, la stabilità della velocità non può essere assicurata, in quanto dipende dalla coppia del carico.
Negli inverter vettoriali invece, grazie a microprocessori ad elevata velocità che hanno in memoria un modello sofisticato del motore ad induzione, si ottiene un sistema efficace per il controllo della coppia e della velocità come nel motore DC.
Nel motore DC il controllo di coppia e velocità si attua con le correnti di eccitazione e di armatura.
Nel motore AC queste due componenti "viaggiano" nello stesso cavo, e sono rappresentate dal "vettore corrente attiva" e dal "vettore corrente reattiva induttiva". In pratica è come se la corrente attiva corrispondesse alla corrente di armatura, mentre la corrente reattiva induttiva corrispondesse alla corrente di eccitazione. Grazie al controllo di queste due componenti l'inverter vettoriale attua un controllo del motore che ha prestazioni dinamiche che superano quelle offerte da un azionamento in corrente continua.
Alcuni costruttori di inverter vettoriali hanno modelli a catalogo le cui prestazioni in tema di "risposta in coppia" sono anche dieci volte più veloci di quelle di un azionamento DC.
Inoltre, la precisione dinamica di un inverter vettoriale ad anello aperto è similare a quella di un azionamento DC ad anello chiuso (retroazionato).
Un enorme vantaggio degli inverter vettoriali rispetto agli azionamenti in DC si ha nel fattore di potenza. Infatti molti degli inverter in uso oggi alimentano i motori in tecnica PWM (Pulse Width Modulation), sistema che permette di avere, indipendentemente dalle condizioni di funzionamento del motore (carico e velocità) un $\cos\varphi$ verso la rete di 0.95 circa. I convertitori elettronici per l'alimentazione dei motori DC, invece, hanno un fattore di potenza che varia con la velocità, ed è compreso tra 0,1 e 0,9, cosicché se il motore gira ad un regime che non è il massimo si può avere un $\cos\varphi$ molto basso.

Si tenga presente poi, nel caso si verificasse un guasto all'elettronica di controllo, il motore AC, anche solo per una manovra di emergenza, è avviabile collegandolo direttamente alla rete, a differenza di un motore in DC.

7.1.1 Pregi e difetti degli azionamenti a velocità variabile

Tra tutti i pregi e i vantaggi che un azionamento a velocità variabile comporta, il risparmio di energia conseguibile è sicuramente tra i più importanti.
Altri vantaggi sono: la possibilità di ottimizzare e migliorare un processo di lavorazione in un'industria e un controllo preciso in fase di avviamento e arresto del motore, con il conseguente contenimento delle sollecitazioni meccaniche e delle correnti di avviamento. Tuttavia, sarebbe errato pensare che introdurre un inverter in un circuito possa a priori risolvere tutti i problemi.
Un aspetto importante riguarda la spesa per un inverter. Sebbene il costo della singola unità si sia abbastanza stabilizzato negli ultimi anni, non c'è dubbio alcuno che il prezzo della stessa, considerato da solo, abbia poco significato. Infatti, quando l'impianto porta a prevedere azionamenti con potenze elevate, oltre all'investimento per l'inverter bisogna considerare anche la necessità di inserire sulla linea filtri o reattanze, comunque apparecchiature ausiliarie che fanno lievitare i costi, sempre che queste non siano già installate a bordo, come accade con i maggiori produttori.
Inoltre, l'inverter va visto nel contesto di un impianto elettrico. L'unità va quasi sempre posizionata esternamente alla macchina che deve controllare, in un quadro elettrico dedicato. Un'analisi di questo tipo potrebbe, però, portare a valutazioni sbagliate. L'analisi tecnico/economica deve essere fatta considerando l'investimento da un punto di vista dinamico. In pratica, bisogna considerare, ad esempio, il risparmio energetico che si ottiene con l'utilizzo di un inverter in luogo di un impianto tradizionale a portata costante e valutare il tempo di rientro dell'investimento fatto, ipotizzando la vita dell'impianto.

Fig. 7.1.1.1 – Quadro elettrico con la presenza di inverter

Un altro aspetto da tenere attentamente in considerazione, è la presenza di armoniche di tensione, che il motore assorbe oltre alla tensione richiesta. Le armoniche si generano per il fatto che la tensione di uscita dall'inverter non segue un'onda perfettamente sinusoidale, in quanto l'inverter nel suo insieme è considerato un carico non lineare. Dal punto di vista matematico, una forma d'onda non sinusoidale si può considerare come somma di più funzioni d'onda sinusoidali

(si pensi alla serie di Fourier), composta da una principale o fondamentale e da una serie con frequenze multiple della prima, chiamate appunto armoniche. La presenza nel circuito di armoniche può essere causa di coppie aggiunte di tipo alterno rispetto alla coppia del motore, con conseguenti vibrazioni e rumorosità del motore, calo del rendimento ed una maggior perdita dovuta al surriscaldamento del motore. Dal punto di vista elettrico, le armoniche possono anche causare eventuali fenomeni di risonanza nei condensatori, qualora presenti, perdite nei cavi di alimentazione e funzionamenti non corretti delle protezioni elettroniche. Qualora l'effetto sia notevole, si deve prevedere un filtro sulla linea di alimentazione dell'inverter, con aumento dell'investimento iniziale.
La presenza dei transistor IGBT nei moderni inverter, che permettono frequenze di swicthing dell'ordine dei 16 kHz, hanno ridotto la rumorosità delle macchine.
Per quanto riguarda l'alimentazione elettrica degli inverter, i cavi devono rispondere a determinate caratteristiche, quali la schermatura; inoltre, la distanza massima tra il punto di alimentazione del motore e l'inverter non può superare, in genere, i 100 metri. Tali informazioni sono riportate dai costruttori nel fascicolo d'uso e manutenzione, nel quale vengono indicati tutti i dati necessari per un corretto dimensionamento del sistema. In particolare, i cavi schermati di potenza e quelli di controllo devono essere separati per almeno 20 cm. Si consiglia comunque di considerare sempre una distanza maggiore quando i cavi si trovano installati in parallelo. Per i cavi di segnalazione (rete Bus, cablaggio strutturato), la distanza consigliata aumenta fino al metro. I cavi schermati, al fine di avere una bassa impedenza alle alte frequenze, devono avere una schermatura di tipo intrecciato in rame o alluminio.
Durante l'installazione dell'inverter è necessario mettere a terra l'apparecchio, ai fini di rispettare i requisiti di compatibilità elettromagnetica EMC.
Inoltre, l'inverter, presentando un'elevata corrente di dispersione verso terra, richiede il collegamento a terra anche per ragioni di sicurezza.
Può succedere che sistemi di azionamento nuovi presentino guasti ai cuscinetti pochi mesi dopo l'avviamento. Questo problema può essere determinato da elevate correnti d'albero, ovvero correnti indotte nell'albero del motore e scaricate attraverso i cuscinetti. Benché l'esistenza delle correnti d'albero sia nota sin dall'epoca dell'invenzione dei motori elettrici, negli ultimi anni si registra una maggiore incidenza dei guasti ad esse correlati. Questo è attribuibile al fatto che i moderni azionamenti a velocità variabile, caratterizzati da rapidi impulsi di tensione di salita e da elevate frequenze di commutazione, possono amplificare la circolazione di preesistenti correnti d'albero, la cui scarica ripetuta può progressivamente erodere le piste dei cuscinetti. Per prevenire tale inconveniente occorre configurare adeguati percorsi di messa a terra e consentire il ritorno delle correnti parassite al telaio dell'inverter, senza che passino attraverso i cuscinetti. Per ridurre l'entità delle correnti si possono anche utilizzare cavi motore di tipo simmetrico, oppure installare un filtro in corrispondenza dell'uscita dell'inverter. Isolando i cuscinetti del motore è possibile interrompere i percorsi della corrente portante. Si segnala, comunque, che le correnti d'albero interessano tipicamente

motori di potenza superiore a 100 kW, dove la dissimmetria di fase può innescare questo genere di problemi. L'utilizzo di frequenze di switching basse (ad esempio, 4 kHz) può essere sufficiente per risolvere il problema per quei motori di taglia inferiore su cui i costruttori segnalano la possibilità di questo genere di inconveniente.
Durante la variazione del numero di giri, dal valore massimo a quello minimo, sempre a causa delle armoniche generate, si può verificare il caso che ad almeno una delle velocità raggiunte dal motore si manifesti il fenomeno della risonanza. Tale fenomeno può dar luogo a fastidiose vibrazioni, che si ripercuotono sotto forma di rumore trasmesso per via solida. Il fenomeno di risonanza, che può causare vibrazione e rumore, porta per un ventilatore ad uno squilibrio della girante rispetto al basamento che supporta il ventilatore. Questo si verifica quando la frequenza del ventilatore uguaglia la frequenza propria del sistema. Tali fenomeni sono attualmente affrontati dai costruttori di inverter in fase di progetto e studio degli azionamenti stessi, al fine di ottimizzare il migliore accoppiamento tra inverter e ventilatore o pompa a servizio dell'impianto. Con i migliori inverter é possibile, infatti, impostare fino a 3 velocità critiche che verranno bypassate in fase di accelerazione, decelerazione e funzionamento del motore.

7.2 IL CONTROLLO AD AZIONE DIRETTA: DSC E DTC

Nel campo degli azionamenti asincroni a tensione impressa la tendenza odierna è quella di elaborare architetture di controllo che, rispetto al tradizionale "orientamento di campo", permettano di conseguire una maggiore precisione e una maggiore velocità di risposta del sistema. Il principio del controllo ad orientamento di campo è quello di orientare il campo lungo la direzione reale dell'asse rotante di Park; in tal modo è possibile disaccoppiare il controllo del flusso di rotore dal controllo della coppia e ottenere dunque una regolazione agevole di tali variabili; tuttavia questo metodo non consente in forma diretta l'orientamento della forza magnetomotrice statorica rispetto al flusso concatenato con l'avvolgimento rotorico; infatti la variabile manipolabile, cioè la tensione, non è direttamente legata alla variabile di controllo (il flusso di rotore); il risultato è dunque che tale metodo di regolazione non è quello ottimo non solo dal punto di vista della velocità di risposta, ma anche del contenuto armonico delle grandezze in gioco. Le più recenti specifiche di progetto dei regolatori mirano all'elaborazione di controlli sviluppabili in forma numerica; questo per un'esigenza di integrazione tra il dispositivo di regolazione e i dispositivi che presiedono alle funzioni di controllo, monitoraggio, diagnostica, etc., esigenza comprensibile se si pensa per esempio alla realizzazione di un sistema completamente automatizzato. In risposta a tutte queste esigenze si sono dunque sviluppati il regolatore ad autocontrollo diretto (DSC) e la sua successiva evoluzione, nota come regolatore a controllo diretto di coppia (DTC).

7.2.1 Il regolatore DSC

Il regolatore ad auto controllo diretto o DSC si basa sul principio di poter controllare l'orientamento del flusso concatenato con l'avvolgimento statorico rispetto a quello rotorico. Il flusso di statore è infatti direttamente manipolabile tramite la tensione di alimentazione ed è ad essa legato dall'equazione di stato, riferita ad assi fissi di statore

$$V_s = R_s \cdot i_i + pY_s$$

Se si trascurano le cadute di tensione resistive sullo statore (ipotesi valida per macchine di taglia medio-grande e per frequenze sufficientemente grandi da poter considerare il valore della tensione di statore preponderante rispetto al termine) l'equazione diventa

$$V_s = pY_s$$

Questa relazione indica che la tensione può essere interpretata come la velocità istantanea con cui si sposta l'estremo del vettore flusso di statore. Se si considera il motore alimentato da un inverter a tensione impressa a due livelli, si hanno quindi a disposizione otto velocità corrispondenti agli otto stati che il vettore di Park può assumere nello spazio: sei stati non nulli rappresentati da vettori sfasati tra loro di 60° e due stati nulli.

La logica di controllo è quella di guidare il flusso di statore secondo la traiettoria più congeniale. Se si pensa al regime sinusoidale, il vettore tensione descrive nel piano di Park una circonferenza; se si considera lineare il modello matematico della macchina asincrona si può allora affermare che anche il flusso di statore percorre a regime una traiettoria che è anch'essa una circonferenza; pertanto quest'ultima rappresenta la traiettoria ottima. La presenza di un inverter che fornisce la tensione di alimentazione non consente di poter guidare il flusso secondo la traiettoria ottima in quanto si hanno a disposizione solo otto stati discreti di cui due nulli. E' possibile però guidare il flusso secondo una traiettoria esagonale selezionando opportunamente i sei vettori non nulli della tensione secondo la logica che verrà descritta nel seguito.

Fig. 7.2.1.1 - Vettori tensione e traiettoria del flusso di statore

Gli azionamenti asincroni presentano, a regime e nelle condizioni limiti di funzionamento in trazione, caratteristiche di funzionamento del tipo in figura 7.2.1.2.

Fig. 7.2.1.2 - Caratteristiche limite in trazione

Tali caratteristiche individuano due zone: la

prima è quella delle basse velocità ($w<w_n$) ed è caratterizzata dall'avere una tensione crescente circa linearmente con la velocità e un flusso di statore e una coppia circa costanti; la seconda è quella delle alte velocità ($w>w_n$) e presenta una tensione costante e un flusso e una coppia decrescenti con la velocità iperbolicamente.

Considerando il regolatore alle basse velocità, nel campo $w<w_n$ il flusso di statore si muove su un esagono che ha sempre lo stesso lato. Gli istanti di commutazione dell'inverter vengono determinati valutando la proiezione del vettore flusso di statore lungo la direzione corrispondente a quella del vettore di tensione applicata, ruotata di 30° in ritardo. Quando tale proiezione eguaglia il valore di riferimento si comandano le accensioni e gli spegnimenti delle valvole selezionando quindi il vettore tensione successivo a quello appena applicato (figura 7.2.1.3). Se si considerano le grandezze fondamentali di flusso e tensione, la velocità della fondamentale è così esprimibile:

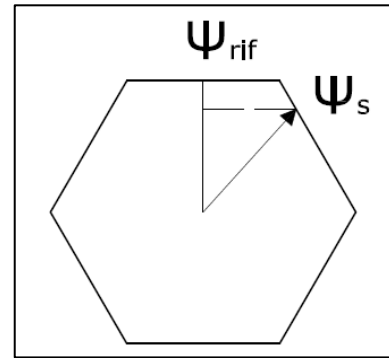



Fig. 7.2.1.3 - Definizione dell'istante di commutazione

$$w_{s1} = |V_{s1}| / |Y_{s1}|$$

Poiché il modulo del flusso è mantenuto costante, si può pensare di controllare tale velocità variando il modulo della fondamentale della tensione.

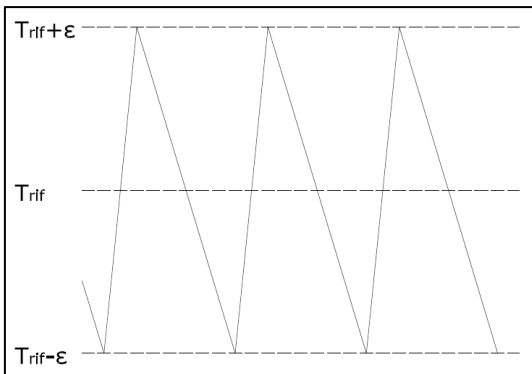



Fig. 7.2.1.4 - Modulazione ad ampiezza di coppia

Questo può essere ottenuto utilizzando tecniche di parzializzazione a PWM. Infatti ad ogni imposizione nulla del vettore tensione corrisponde un arresto del vettore flusso; è possibile dunque far percorrere al flusso di statore l'esagono a velocità medie diverse. Le parzializzazioni della tensione vengono ottenute attraverso una tecnica che agisce direttamente sulla coppia. Come le due grandezze tensione e coppia siano correlate fra loro si può comprendere meglio una volta esaminata tale tecnica: si tratta di confrontare la coppia T_ε con due soglie di ampiezza opportuna simmetriche rispetto alla coppia di riferimento T_{rif}; quando la soglia superiore ($T_{rif}+\varepsilon$) viene superata il regolatore impone tensione nulla; analogamente quando la soglia inferiore ($T_{rif}-\varepsilon$) viene superata il regolatore ripristina il valore di tensione originaria.

Considerando invece il regolatore alle alte velocità, nel campo $w>w_n$ la tensione ha modulo costante mentre il flusso di statore decresce in modo inversamente proporzionale alla velocità. Le variazioni di velocità si determinano allora variando il modulo del vettore flusso di statore, cioè facendo percorrere a tale vettore esagoni di lati diversi. Se per esempio si desidera aumentare la velocità, è sufficiente diminuire il lato dell'esagono imponendo un flusso di riferimento più basso; si determina così un incremento della pulsazione di prima armonica del flusso

statorico e un conseguente aumento della coppia in quanto l'operazione suddetta equivale a traslare verso velocità crescenti la caratteristica coppia-velocità. Il controllo viene realizzato imponendo che la coppia elettromagnetica sia pari ad una fissata coppia di riferimento e andando quindi a modificare il riferimento di flusso in funzione dell'errore di coppia.

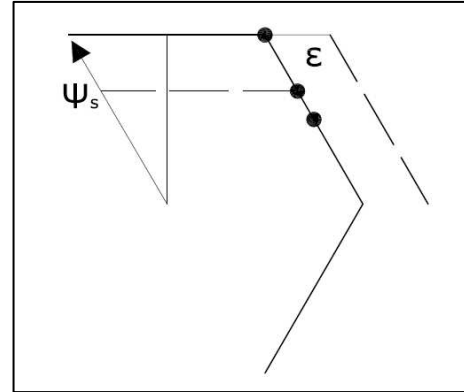



Fig. 7.2.1.5 - Cambiamento del riferimento di flusso allo scopo di ridurre la coppia

Il fatto che il regolatore agisca secondo modalità differenti a seconda che si operi nel campo delle basse o alte velocità dipende dal tipo di valvola utilizzata per l'inverter. Fino a qualche tempo fa infatti, per applicazioni di media e alta potenza, non era possibile realizzare controlli in grado di operare con tecniche PWM al di sopra di una certa frequenza in quanto le valvole, costituite in prevalenza da GTO, non lo consentivano. Oggi l'elettronica di potenza consente di estendere il campo delle tecniche PWM anche alle alte frequenze e di ottimizzare dunque il contenuto armonico in gran parte del campo di funzionamento.

7.2.2 Il regolatore DTC

Il regolatore a controllo diretto di coppia o DTC può essere considerato l'evoluzione del DSC in quanto ne mantiene, per certi aspetti, i principi base. Le maggiori innovazioni rispetto al regolatore precedente riguardano essenzialmente le modalità di controllo della traiettoria del flusso di statore e la modalità attraverso la quale vengono impartiti i comandi di accensione e spegnimento delle valvole dell'inverter.

Fig. 7.2.2.1 - Comparatore di flusso

Considerando il controllo del flusso statorico si può notare che la traiettoria esagonale non è la più congeniale da seguire: infatti è possibile avvicinarsi con maggiore approssimazione alla traiettoria ottima (la circonferenza) confinando l'estremo del vettore flusso di statore in una corona circolare; il modulo di tale vettore è cioè mantenuto, così come per la coppia, all'interno di una banda. La logica di controllo è quella di confrontare il flusso con due soglie simmetriche rispetto ad un determinato flusso di riferimento; viene così selezionato l'opportuno vettore tensione a seconda che la soglia superiore o inferiore venga superata e a seconda della posizione del vettore flusso rispetto agli assi di riferimento. Un comparatore di livello confronta il modulo del vettore flusso con il flusso di riferimento fornendo un'uscita discreta pari a 0 o 1 a seconda che la differenza fra i due valori superi rispettivamente la soglia superiore o inferiore.

Il piano di Park viene suddiviso in sei settori equispaziati contenenti ciascuno un vettore tensione e numerati come in figura 7.2.2.2. L'angolo che il vettore flusso forma con gli assi di riferimento viene utilizzato per determinare in quale dei sei settori esso si trova e dunque quale vettore tensione deve essere selezionato. La logica di selezione delle tensioni in funzione del vettore flusso di statore stabilisce che in ogni settore vengano selezionati sempre i vettori tensione appartenenti ai due settori successivi a quello in cui si trova il flusso. Questo garantisce al convertitore di effettuare il minor numero di commutazioni principali: infatti vengono messe in gioco sempre due sole commutazioni per volta, limitando dunque le perdite per commutazione e gli eccessivi oneri termici, a vantaggio del dimensionamento del dissipatore, e aumentando la vita media delle valvole. Il confinamento del vettore flusso di statore all'interno di una corona circolare garantisce un contenuto armonico dello stesso decisamente inferiore rispetto a quello fornito dal regolatore DSC. Col miglioramento della forma d'onda del flusso migliora la forma d'onda delle correnti di statore e con essa diminuiscono le perdite Joule e le perdite per correnti parassite; per contro aumentano le perdite per commutazione dovute all'utilizzo di valvole aventi necessariamente frequenze di commutazione elevate.

Fig. 7.2.2.2 - Settori del piano complesso, vettori tensione e traiettoria del flusso di statore

Il controllo della coppia avviene secondo le medesime modalità viste per il controllo DSC, arrestando o facendo avanzare il vettore flusso di statore in modo da confinare la coppia in una determinata banda. Il comparatore di livello è simile a quello visto per il flusso, ma prevede anche la possibilità di fornire coppie negative nel caso si desideri invertire la velocità o frenare il motore. Esso fornisce in uscita il valore 0 quando la coppia supera la soglia superiore, il valore 1 quando la coppia raggiunge la soglia inferiore e la rotazione del vettore flusso avviene in senso antiorario, il valore -1 quando la coppia raggiunge la soglia inferiore e la rotazione del vettore flusso avviene in senso orario.

Fig. 7.2.2.3 - Comparatore di coppia

Anche in questo caso le commutazioni delle valvole vengono studiate in modo tale da minimizzarne il numero: l'arresto del flusso, equivalente all'imposizione della tensione nulla (t=0 in uscita dal comparatore di livello), avviene per l'accensione contemporanea di tutte le valvole superiori o inferiori dell'inverter mettendone in gioco la commutazione di due sole alla volta. Questo tipo di controllo consente

dunque una spontanea sviluppabilità in forma numerica; l'utilizzo di logiche a soglia infatti riduce le uscite a valori discretizzati comodamente gestibili dagli algoritmi digitali. Ma la peculiarità del controllore DTC consiste senza dubbio nella switching-table, una tabella di valori che il vettore tensione deve assumere in funzione del modulo del flusso di statore, della sua posizione nel piano di Park e del valore della coppia. Essa riceve i valori discreti f e t delle uscite dai comparatori di flusso e coppia, unitamente al valore q(N) rappresentativo del settore in cui il flusso statorico si trova, e restituisce il valore del vettore tensione che si deve selezionare sotto forma di comandi di accensione e spegnimenti delle valvole opportune. In pratica essa è una matrice tridimensionale 2 x 3 x 6 realizzabile sotto il profilo hardware semplicemente tramite una memoria programmabile. La logica DTC consente dunque una gestione delle commutazioni alquanto semplice e senza l'impiego di algoritmi di calcolo sofisticati, a vantaggio della velocità di esecuzione e della semplicità realizzativa. L'utilizzo dei comparatori di livello consente inoltre di tenere sotto controllo la frequenza di commutazione delle valvole, funzione dell'ampiezza delle bande. In tabella 7.2.2.1 è riportata la "switching-table"; f e t rappresentano rispettivamente i valori in uscita dal comparatore di flusso e di coppia; q(N) il settore in cui il flusso di statore si trova. In figura 7.2.2.4 è riportato il classico schema di un azionamento con regolazione DTC.

		q(1)	**q(2)**	**q(3)**	**q(4)**	**q(5)**	**q(6)**
	t=1	*V3*	*V4*	*V5*	*V6*	*V1*	*V2*
f=0	**t=0**	*V0*	*V7*	*V0*	*V7*	*V0*	*V7*
	t=-1	*V5*	*V6*	*V1*	*V2*	*V3*	*V4*
	t=1	*V2*	*V3*	*V4*	*V5*	*V6*	*V1*
f=1	**t=0**	*V7*	*V0*	*V7*	*V0*	*V7*	*V0*
	t=-1	*V6*	*V1*	*V2*	*V3*	*V4*	*V5*

Tab. 7.2.2.1 - Switching-table

Il controllo diretto di coppia è basato sull'uso di due controllori ad isteresi. Piccole bande d'isteresi di flusso avvicinano le forme d'onda della corrente a quelle sinusoidali mentre piccole bande d'isteresi di coppia generano coppie molto regolari. D'altra parte piccole bande d'isteresi determinano alte frequenze di commutazione delle valvole aumentando inoltre le perdite di commutazione. La coppia presenta una pulsazione direttamente correlata all'ampiezza della propria banda d'isteresi. L'ampiezza della banda d'isteresi del flusso di statore è invece in corrispondenza con la distorsione armonica delle correnti e quindi strettamente legata alle perdite rame della macchina; L'ampiezza delle bande influisce inoltre sul valore della frequenza di commutazione delle valvole dell'inverter e quindi sulle perdite per commutazione. Per una prefissata banda di coppia DT, la frequenza di commutazione dell'inverter è direttamente legata all'ampiezza della banda di flusso. Una piccola banda di flusso determina un'alta frequenza di commutazione dell'inverter. Le curve descritte dal flusso e dalle correnti nel piano di Park sono molto vicine a delle circonferenze: questo determina un basso contenuto armonico di tali forme d'onda e quindi piccole perdite nella macchina per effetto Joule; per contro si hanno rilevanti perdite per commutazione nell'inverter. Al crescere della

banda di flusso naturalmente si ottengono gli effetti opposti: la curva di flusso degenera in un esagono andando ad aumentare il contenuto armonico delle correnti e quindi le perdite rame; per contro le perdite per commutazione raggiungono il valore minimo.

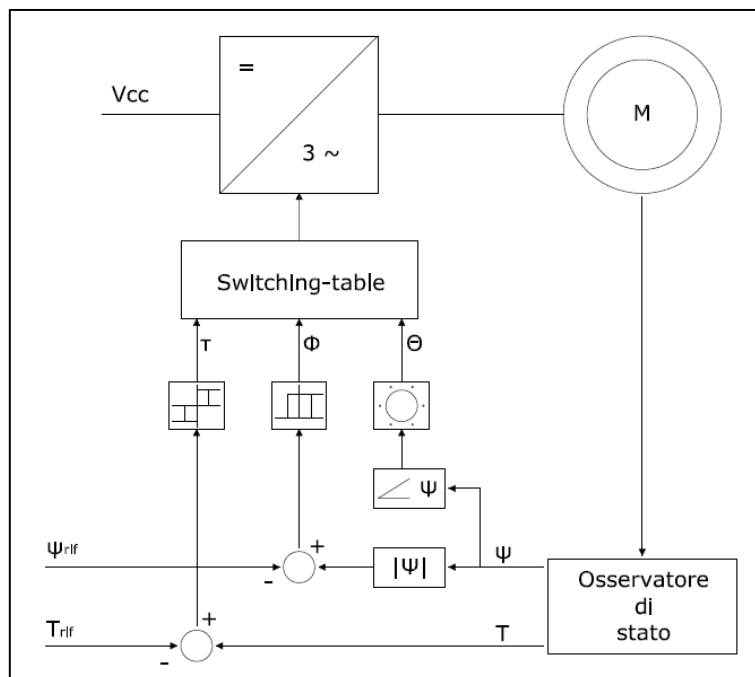



Fig. 7.2.2.4 - Schema di un azionamento con regolatore DTC

7.2.3 Considerazioni sulle due logiche di funzionamento

I metodi di controllo diretto dei motori asincroni, basati sulla regolazione del flusso e della coppia attraverso due soglie ad isteresi, presentano i seguenti vantaggi:

- semplicità;
- eccellenti prestazioni dinamiche;
- robustezza;
- possibilità di settare direttamente la pulsazione desiderata di coppia e flusso.

Il metodo DSC è stato applicato nel campo della trazione, quindi per macchine di medio-alta potenza, in quanto richiede frequenze di commutazione relativamente piccole. Il problema principale è che esso genera un flusso di statore a traiettoria esagonale e quindi delle correnti affette da armoniche di frequenza sei volte quella fondamentale. Queste correnti sono dannose soprattutto alle basse frequenze in quanto creano problemi di compatibilità con il sistema di segnalamento; inoltre sono molto difficili da filtrare. Alle basse velocità si preferisce dunque abbandonare il controllo DSC a vantaggio di altri tipi di regolazione (generalmente PWM classici) che garantiscano un soddisfacente contenuto armonico delle correnti. Naturalmente questo tipo di problema non è sentito dal controllore DTC in quanto il flusso di statore è mantenuto all'interno di una corona circolare; esso quindi presenta un

contenuto armonico, che si rispecchia identicamente su quello delle correnti, decisamente più vantaggioso rispetto al DSC. Un altro problema, comune ai due tipi di regolatori, riguarda ancora una volta il campo delle basse frequenze: a causa dell'influenza del termine $R_s \cdot i_s$, che in questo range non è trascurabile rispetto al valore della tensione di alimentazione, si ha un deterioramento della traiettoria del flusso di statore tutte le volte che viene imposto il vettore nullo di tensione (cioè tutte le volte che la coppia raggiunge la soglia superiore). Quando l'inverter fornisce tensione nulla infatti il flusso di statore segue la direzione del vettore corrente con legge:

$$pY_s = -R_s \cdot i_s$$

uscendo dunque dalla traiettoria teorica. Gli effetti hanno due conseguenze negative:

- il valore del flusso diventa più piccolo di quello imposto come riferimento;
- la distorsione delle correnti aumenta con conseguente peggioramento del contenuto armonico.

Infine un altro problema comune ai due tipi di regolatori è l'avviamento: i metodi DSC e DTC falliscono quando si opera a velocità prossime allo zero e con coppia di riferimento nulla. In queste condizioni infatti non si riesce a controllare il flusso in modo diretto. E’ necessario quindi avviare il motore in altri modi, ad esempio con metodi classici di PWM vettoriale o con metodi di controllo indiretto del flusso, fino a circa 0,25 Hz.

7.3 ARMONICHE NEGLI AZIONAMENTI IN C.A.

Le correnti e le tensioni armoniche sono determinate da carichi non lineari collegati al sistema di distribuzione di potenza. La distorsione armonica è una forma di inquinamento dell'impianto elettrico che può determinare problemi se la somma delle correnti armoniche supera certi limiti.

Tra i carichi non lineari più comuni vi sono gli avviatori dei motori, gli azionamenti a velocità variabile, i computer e altre apparecchiature elettroniche, l'illuminazione elettronica, i sistemi di saldatura e i gruppi di continuità.

Gli effetti delle armoniche possono essere il surriscaldamento di trasformatori, cavi, motori, generatori e condensatori collegati alla stessa alimentazione di potenza dei dispositivi che generano le armoniche. Si possono verificare fenomeni di sfarfallio dei display elettronici e dell'illuminazione, lo scatto di interruttori, guasti ai computer ed errori di lettura degli indicatori di misura.

Se la causa di questi sintomi non è nota, è opportuno ricercare la presenza di distorsioni armoniche del sistema di distribuzione elettrica dell'impianto. Gli effetti possono manifestarsi prima a livello dell'impianto dell'utente che nel sistema di erogazione dell'energia elettrica.

7.3.1 Le normative che stabiliscono i limiti delle armoniche

Le normative più comuni, a livello nazionale e internazionale, che stabiliscono limiti per le armoniche risultano essere:

- EN61800-3 (IEC 1800-3) Sistemi di azionamento elettrico a velocità variabile;
- IEC1000-2-2, Compatibilità elettromagnetica (EMC);
- IEC1000-2-4, Compatibilità elettromagnetica (EMC);
- IEC1000-3-2, Compatibilità elettromagnetica (EMC);
- IEC1000-3-4, Compatibilità elettromagnetica (EMC);
- IEEE 519, IEEE Procedure consigliate e requisiti per il controllo delle armoniche negli azionamenti elettrici.

I paesi dello Spazio Economico Europeo (SEE) hanno concordato alcuni requisiti normativi minimi comuni al fine di assicurare la libera circolazione dei prodotti all'interno del SEE. La marcatura CE indica che il prodotto è conforme alle direttive valide per lo stesso. Le direttive stabiliscono i principi da seguire. Le normative specificano i requisiti che devono essere assicurati.
La norma di prodotto EMC per gli azionamenti elettrici a velocità variabile è la norma EN61800-3. La conformità ai requisiti di tale norma è la condizione minima perché sia consentita la libera circolazione di convertitori elettronici dei potenza all'interno del SEE.
La norma EN61800-3 stabilisce che il produttore è tenuto a fornire, nell'ambito della documentazione dell'azionamento elettrico su richiesta, il livello delle armoniche di corrente, alle condizioni nominali, in percentuale sulla corrente fondamentale nominale in corrispondenza della porta di potenza. I valori di riferimento dovranno essere calcolati per ciascun ordine almeno fino alla 25ª. E' opportuno valutare la distorsione armonica di
corrente totale (valori fino al 40 compreso), e la relativa distorsione armonica parziale del componente ad alta frequenza (valori dal 14 al 40 compresi). Per questi calcoli standard, si presume che l'azionamento elettrico sia collegato a un PC con Rsc = 250 e con una distorsione di tensione iniziale inferiore al 1%. L'impedenza interna della rete va considerata come una reattanza pura.
In una rete di alimentazione pubblica a bassa tensione, i limiti e i requisiti della norma IEC 1000-3-2 sono applicabili ad apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A. L'utilizzo della successiva normativa IEC 1000-3-4 è consigliabile per apparecchiature con corrente nominale > 16 A.
Se l'azionamento elettrico è utilizzato in un impianto industriale, sarà opportuno utilizzare un approccio economicamente ragionevole, che consideri l'installazione nel complesso. Tale approccio si basa sulla potenza stabilita che l'alimentazione è in grado di produrre in ogni momento. Viene stabilito un metodo di calcolo complessivo delle armoniche dell'impianto, che prevede i limiti della distorsione di tensione o delle emissioni totali di correnti armoniche. I limiti di compatibilità stabiliti nella norma IEC1000-2-4 possono essere utilizzati come limiti della distorsione di tensione.

La norma IEC1000-2-2 stabilisce i limiti di compatibilità per disturbi condotti a bassa frequenza e la segnalazione in sistemi di alimentazione di potenza pubblica a bassa tensione. I fenomeni di disturbo comprendono le armoniche, le interarmoniche, le fluttuazioni di tensione, le cadute e le brevi interruzioni di tensione, gli squilibri di tensione, ecc. Si può affermare che la norma stabilisca i criteri di progettazione ad uso del produttore di apparecchiature, corrispondenti ai requisiti minimi di immunità per l'apparecchiatura. La norma IEC1000-2-2 è in linea con i limiti stabiliti dalla norma EN50160, per la qualità di tensione che l'ente erogatore deve assicurare in corrispondenza dei terminali di alimentazione dell'utente.
La norma IEC1000-2-4 è simile alla IEC1000-2-2, ma stabilisce i livelli di compatibilità per reti industriali e non pubbliche. Copre le reti a bassa tensione e le alimentazioni a media tensione, escluse le reti per navi, velivoli, piattaforme offshore e ferrovie.
La norma IEC1000-3-2 tratta dei limiti alle emissioni di correnti armoniche per singole apparecchiature collegate a reti pubbliche. La data di implementazione della norma è il 1 Gennaio 2001, ma è stata svolta un'intensa attività volta alla revisione della norma prima di tale data. Le due ragioni principali per la revisione sono la necessità che la norma vada anche a coprire tensioni inferiori ai 230 V e le difficoltà e le contraddizioni connesse all'applicazione delle categorie di apparecchiature stabilite all'interno della norma.
La norma IEC1000-3-4 è stata pubblicata come Relazione tecnica di Tipo II. Sono in corso iniziative per convertirla in norma. Essa stabilisce i limiti alle emissioni di correnti armoniche per le singole apparecchiature con corrente nominale compresa tra 16 A e 75 A. E' applicabile alle reti pubbliche con tensioni nominali da 230 V monofase a 600 V trifase.
La norma stabilisce tre fasi distinte con riferimento alle procedure di collegamento delle apparecchiature. La conformità ai singoli limiti di armoniche dello Fase 1 consente il collegamento dell'apparecchiatura in qualsiasi punto del sistema di alimentazione. La Fase 2 stabilisce i limiti per le correnti armoniche e per la distorsione armonica totale, e la loro controparte alle alte frequenze, la Distorsione armonica parziale ponderata (PWHD). I limiti sono classificati e tabulati in base al rapporto di cortocircuito. La terza fase di collegamento prevede un accordo tra l'utente e l'ente erogatore dell'energia elettrica, in base alla potenza attiva stabilita per l'installazione dell'utente. Se la corrente nominale è superiore ai 75 A, si applica in ogni caso la Fase 3.
La struttura della norma è generalmente considerata positivamente, ma si potrebbe giustamente obiettare se le apparecchiature monofase e trifase debbano avere limiti differenziati allo Stadio 2. E' molto probabile che la norma rimanga invariata, ma la versione con lo stato della norma attuale, conterrà limiti diversi per apparecchiature monofase e trifase.
La filosofia di sviluppo dei limiti di armoniche all'interno delle procedure consigliate IEEE 519, consiste nel limitare l'inserimento di armoniche da parte dei singoli utenti, in modo tale da evitare che provochino livelli inaccettabili di distorsione della

tensione per le caratteristiche normali del sistema e per limitare la distorsione armonica totale a livello della tensione di alimentazione fornita dall'ente erogatore. La norma è riconosciuta inoltre come Norma Nazionale Americana ed è ampiamente utilizzata negli USA, specialmente a livello di amministrazioni locali.
La norma non stabilisce limiti per le singole apparecchiature, ma per i singoli utenti. Gli utenti sono categorizzati in base al rapporto della corrente di cortocircuito disponibile (Isc) in corrispondenza della loro massima richiesta di corrente di carico in corrispondenza del punto di accoppiamento comune. La richiesta totale di corrente di carico è costituita dalla somma non lineare dei carichi lineari. Nell'ambito dell'impianto industriale, il valore PCC è chiaramente definito come il punto tra il carico non lineare e gli altri carichi.
Le singole correnti armoniche e la distorsione armonica totale consentite sono tabulate dal rapporto della corrente di cortocircuito disponibile in corrispondenza della domanda totale di corrente di carico (Isc/IL) nel punto di accoppiamento comune. I limiti sono espressi in percentuale di IL per tutte le armoniche di ordine pari e dispari, da 2 all'infinito. La distorsione armonica totale viene definita distorsione della domanda totale e dovrebbe essere calcolata fino all'infinito. Molti autori limitano il calcolo di entrambi i singoli componenti e della distorsione al fabbisogno complessivo (Total Demand Distorsion,TDD) a 50.
La tabella 10.3 della norma viene talvolta male interpretata come se stabilisse i limiti alle emissioni di armoniche di un singolo apparato utilizzando la Rsc dell'apparecchiatura anziché la Isc/IL dell'intera installazione. I limiti della tabella non vanno utilizzati in questo modo, poiché andrebbero sempre utilizzati il rapporto tra la corrente di cortocircuito e la richiesta totale di corrente di carico dell'installazione .

7.3.2 Riduzione delle armoniche attraverso modifiche strutturali del sistema di azionamento in c.a.

La riduzione delle armoniche può essere conseguita sia mediante modifiche strutturali del sistema di azionamento sia utilizzando filtri esterni. Le modifiche strutturali possono consistere in un rinforzo dell'alimentazione, utilizzando azionamenti a 12 o più impulsi, nell'utilizzo di un raddrizzatore controllato o nel miglioramento del sistema di filtri interni all'azionamento.
La figura 7.3.2.1 mostra i fattori presenti nel sistema di azionamento in c.a. che hanno un certo impatto sulle armoniche. Le armoniche di corrente dipendono dalla configurazione dell'azionamento e le armoniche di tensione equivalgono alle armoniche di corrente moltiplicate per le impedenze di alimentazione.

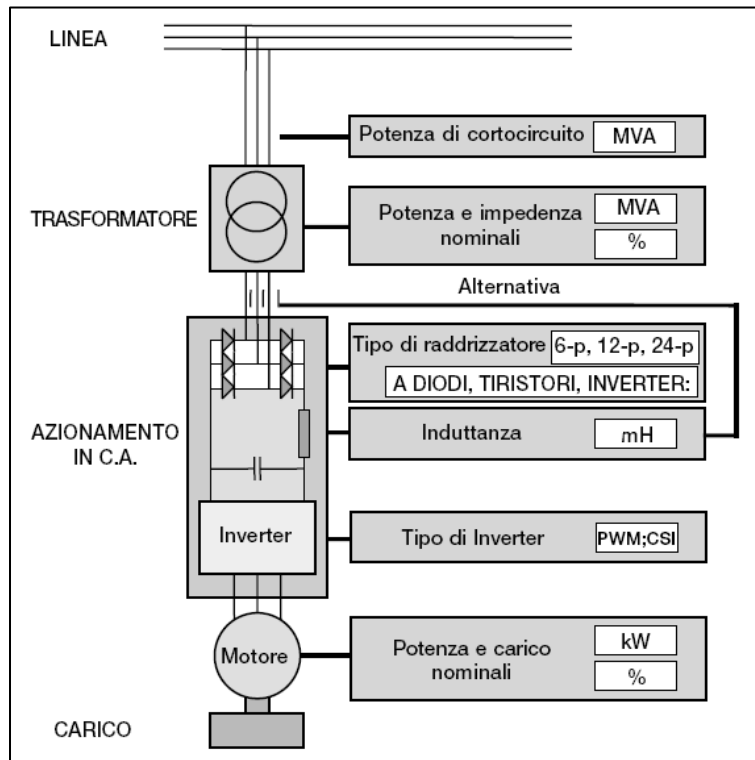



Fig. 7.3.2.1 - Elementi del sistema di azionamento con un impatto sulle armoniche

Nella figura 7.3.2.2 sono illustrati i collegamenti per diverse soluzioni di raddrizzatore. Il circuito di raddrizzatore più comune negli azionamenti in c.a. trifase è un ponte a diodi a 6 impulsi. Comprende sei raddrizzatori o diodi privi di controllo e un induttore, che, uniti a un condensatore in c.c., formano un filtro passa-basso per il livellamento della corrente in c.c. L'induttore può essere sul lato in c.c. o in c.a., oppure completamente esterno. Il raddrizzatore a 6 impulsi è semplice ed economico, ma genera un livello elevato di armoniche di basso ordine (5ª, 7ª e 11ª) specialmente in presenza di una bassa induttanza di livellamento.

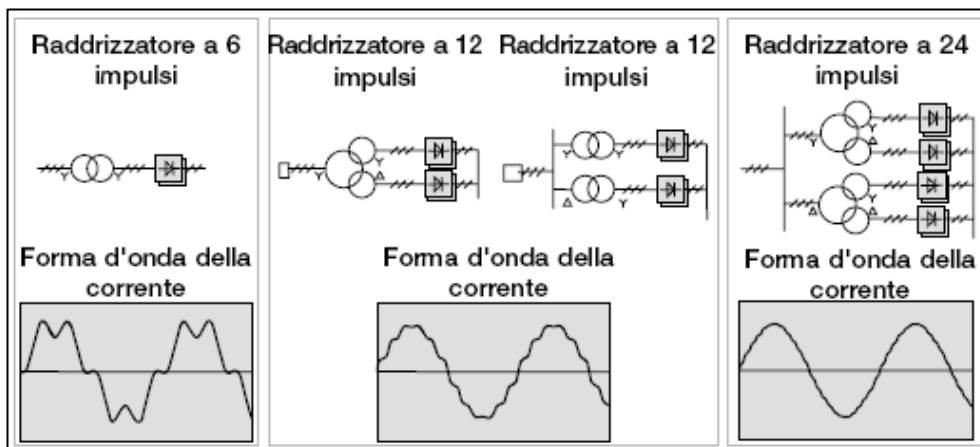



Fig. 7.3.2.2 - Armoniche nella corrente di linea con diverse configurazioni di raddrizzatore

La figura 7.3.2.2 mostra la forma d'onda della corrente. Se la maggior parte del carico consiste in convertitori con raddrizzatore a 6 impulsi, il trasformatore di

alimentazione deve essere sovradimensionato e può essere difficile assicurare la conformità ai requisiti delle normative. Spesso è necessario vedere a filtri per le armoniche.
Il raddrizzatore a 12 impulsi viene costituito collegando i due raddrizzatori a 6 impulsi in parallelo per alimentare un bus comune in c.c. L'ingresso in corrispondenza dei raddrizzatori è fornito da un trasformatore a tre avvolgimenti o da due trasformatori a due avvolgimenti. In entrambi i casi i secondari del trasformatore sono sfasati di 30°. Il vantaggio di questa configurazione è che in corrispondenza del lato alimentazione alcune armoniche si trovano nella fase opposta, e pertanto vengono annullate. In teoria la componente armonica alla frequenza più bassa identificata in corrispondenza del primario del trasformatore è la 11ª.
Gli svantaggi principali sono la necessità di trasformatori speciali e un costo più elevato a fronte del raddrizzatore a 6 impulsi.
Nella figura 7.3.2.3 viene inoltre illustrato il principio del raddrizzatore a 24 impulsi. Comprende due raddrizzatori a 12 impulsi in parallelo con due trasformatori a tre avvolgimenti, con gli avvolgimenti del primario sfasati di 30°. Il vantaggio è che praticamente tutte le armoniche di bassa frequenza vengono eliminate, con lo svantaggio di un costo elevato. Nel caso di un azionamento unico di potenza elevata o di installazioni più estese con più azionamenti, un sistema a 24 impulsi può costituire la soluzione più economica per minimizzare le distorsioni armoniche.

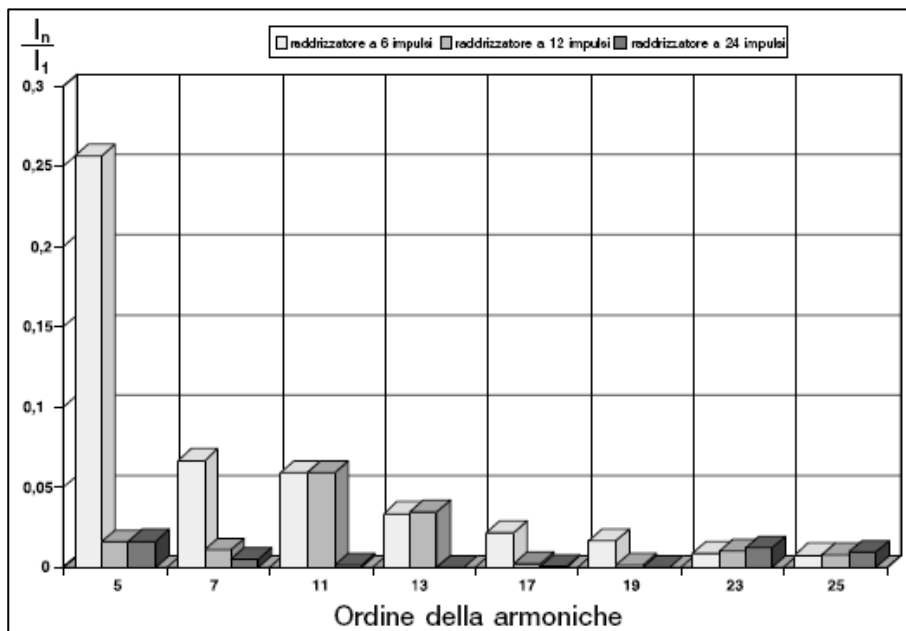
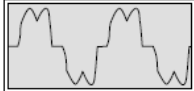
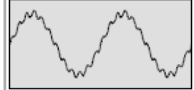
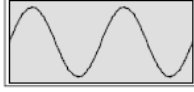



Fig. 7.3.2.3 - Componenti delle armoniche con diversi tipi di raddrizzatore

Un raddrizzatore con controllo di fase invece si ottiene sostituendo i diodi di un raddrizzatore a 6 impulsi con tiristori. Poiché i tiristori necessitano di un impulso di accensione per il passaggio dallo stato non conduttivo a quello conduttivo, è possibile ritardare l'angolo di fase in cui i tiristori iniziano a essere conduttivi. Ritardando l'angolo di accensione di oltre 90°, la tensione del bus in c.c. diventa negativa.

Le configurazioni standard del bus in c.c. e dell'inverter non consentono un cambio di polarità della tensione in c.c., ed è più frequente collegare un altro ponte a tiristori antiparallelo rispetto al primo per consentire l'inversione della polarità di corrente. In questa configurazione il primo ponte è conduttivo in modo raddrizzamento e l'altro in modo rigenerazione.

Le forme d'onda della corrente dei raddrizzatori con controllo di fase sono simili a quelle del raddrizzatore a diodi a 6 impulsi, ma poiché attingono potenza con un fattore di sfasamento alternato, il fattore di potenza totale a carico parziale è piuttosto scarso. Il basso fattore di potenza determina un'elevata corrente apparente e le correnti armoniche assolute risultano più elevate rispetto a quelle connesse a un raddrizzatore a diodi.

Tipo di alimentazione	Corrente TDH (%)	Tensione TDH (%) RSC=20	Tensione TDH (%) RSC=100	Forma d'onda della corrente
Raddrizzatore a 6 impulsi	30	10	2	
Raddrizzatore a 12 impulsi	10	6	1.2	
Unità di alimentazione IGBT	4	8	1.8	

La distorsione è in % sui valori RMS

Fig. 7.3.2.4 - Distorsione di varie tipologie di unità di alimentazione. I valori possono variare nei singoli casi.

Oltre a questi problemi, i convertitori con controllo di fase determinano micro-interruzioni di commutazione nella forma d'onda della tensione erogata. La posizione angolare delle micro-interruzioni varia in base all'angolo di accensione.
Un'altra variante è l'utilizzo di ponti IGBT. L'introduzione di un ponte raddrizzatore, composto di componenti auto-commutati, apporta vari vantaggi e possibilità a fronte di quelli a commutazione di fase. Come un raddrizzatore a commutazione di fase, questo dispositivo consente sia il raddrizzamento che la rigenerazione, ma consente di controllare il livello di tensione in c.c. e il fattore di sfasamento di potenza separatamente, indipendentemente dalla direzione del flusso di potenza.
I vantaggi principali sono:

- funzione di sicurezza in caso di interruzioni dell'alimentazione di rete;
- dinamica elevata del controllo dell'azionamento anche nel range di indebolimento di campo;
- possibilità di generare potenza reattiva e di compensare le correnti armoniche dei carichi paralleli;
- corrente di alimentazione quasi sinusoidale con basso contenuto di armoniche. La figura 7.3.2.5 illustra i risultati misurati per un azionamento. Confrontandoli con quelli della figura 7.3.2.3 si nota una chiara differenza. L'IGBT ha un bassissimo contenuto di armoniche alle frequenze più basse, ma un po' più elevato a frequenze più alte;
- capacità di incremento di tensione. In caso di bassa tensione di alimentazione, la tensione in c.c. può essere incrementata per mantenere la tensione del motore più alta rispetto alla tensione di alimentazione.

Lo svantaggio principale consiste nel costo elevato connesso al ponte IGBT e alla necessità di altri filtri.

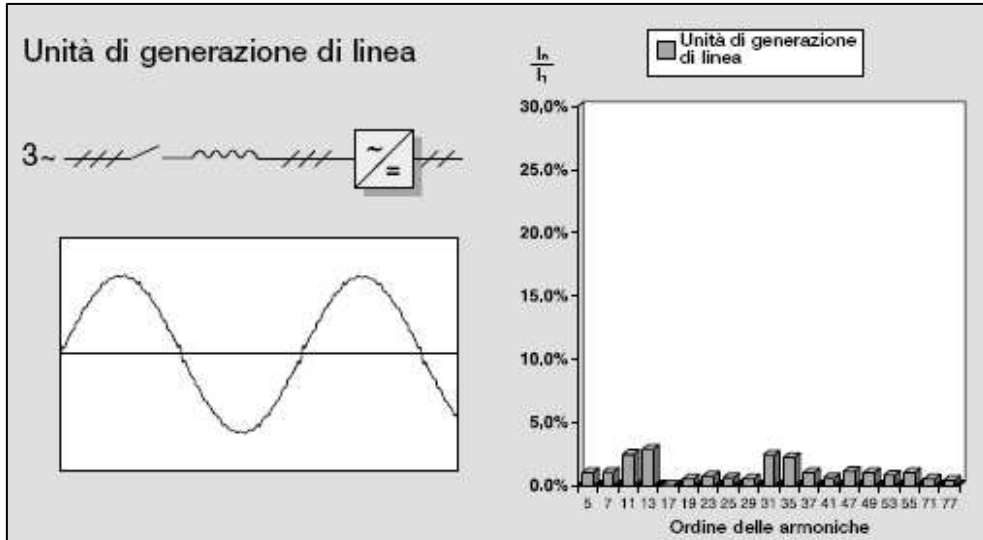



Fig. 7.3.2.5 - Armoniche nell'unità di generazione di linea IGBT della corrente di linea

Le armoniche di un azionamento in c.a. della sorgente di tensione possono essere notevolmente ridotte collegando un'induttanza di dimensioni sufficienti in corrispondenza dell'ingresso in c.a. o del bus in c.c. Si è riscontrata una tendenza a ridurre le dimensioni del convertitore, mentre l'induttanza è stata rimpicciolita e, in alcuni casi, eliminata.

L'effetto di tali iniziative si può notare nelle forme della curva della figura 7.3.2.6.

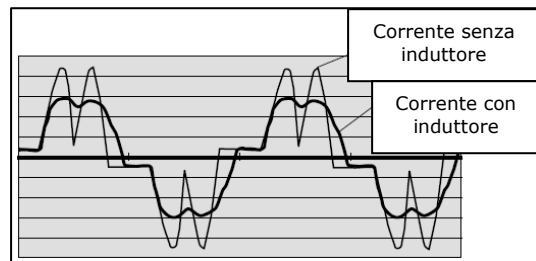



Fig. 7.3.2.6 - L'effetto dell'induttanza sulla corrente di linea

La tabella nella figura 7.3.2.7 mostra l'effetto delle dimensioni dell'induttanza in c.c. sulle armoniche. Per i primi cinque componenti di armoniche, la distorsione armonica totale teorica minima è pari al 29%. Tale valore si raggiunge praticamente quando l'induttanza è pari a 100 mH diviso per i kW motore o 1 mH per un motore da 100 kW (415 V, 50 Hz). Non è opportuno selezionare induttanze maggiori, ma circa 25 mH divise per i kW motore da una distorsione armonica totale approssimativa del 45%. Questo equivale a 0,25 mH per un motore da 100 kW.

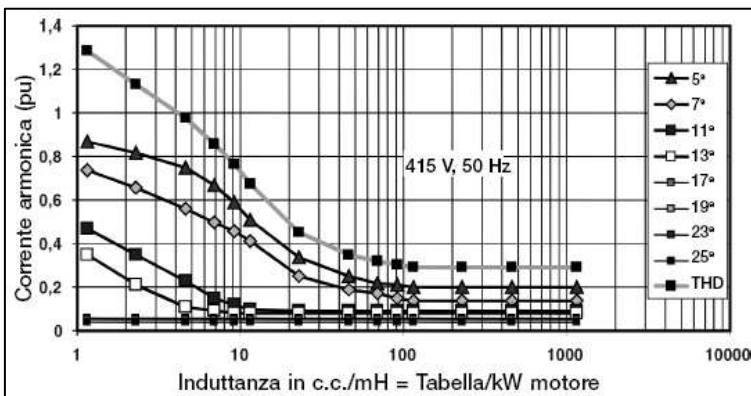



Fig. 7.3.2.7 - La corrente armonica in funzione dell'induttanza in c.c.

La distorsione di tensione con alcune distorsioni di corrente dipende dal Rapporto di Cortocircuito Rsc dell'alimentazione. Più elevato è il rapporto, più basso è la distorsione di tensione, come si può rilevare dalla figura 7.3.2.8.

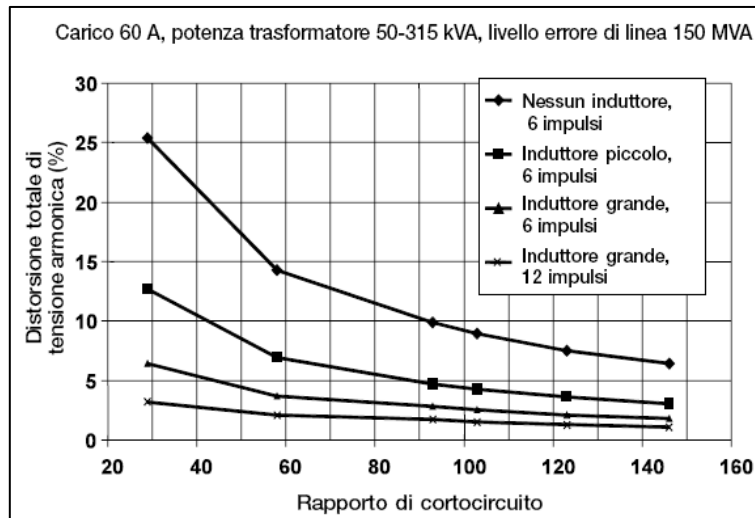



Fig. 7.3.2.8 - Distorsione totale di tensione armonica per tipo di azionamento in c.a. e dimensioni del trasformatore

7.3.3 Riduzione delle armoniche attraverso reattanze induttive

Le reattanze induttive di linea vengono utilizzate come elementi passivi per ridurre le armoniche e il carico sulla rete dove ci siano, convertitori di vario tipo, alimentatori a corrente continua e nella produzione di energie alternative.
Una reattanza induttiva di linea alleggerisce la rete di alimentazione compensando la potenza reattiva delle armoniche. Gli impulsi di valore elevato di corrente causati dal funzionamento dei raddrizzatori, vengono attenuati di oltre il 60%. Le reattanze induttive limitano, oltre ai picchi di corrente, anche i buchi di tensione. Questi disturbi vengono provocati da processi di commutazione e da scariche verso terra.
Le reattanze di commutazione devono essere impiegate con driver a SCR (tiristori). Non è ammesso l'impiego del solo filtro EMC, senza la reattanza di linea. Viceversa è possibile l'impiego della sola reattanza anche senza filtro EMC. Le applicazioni pratiche dimostrano che, con driver SRC, l'uso delle sole reattanze da ottimi risultati specie in ambienti industriali.
Le tipologie delle reattanze richieste, sono indicate nei manuali dei convertitori.
Le induttanze di linea devono essere interposte tra il filtro EMC ed il driver. Il filtro EMC non deve essere mai interposto tra le reattanze ed il driver. Se esiste un trasformatore/autotrasformatore di adattamento, il filtro EMC in genere è sempre a monte, dalla parte della rete. Se viene inserito a valle, deve poi seguire la relativa reattanza.
È possibile osservare come agisce una reattanza induttiva di linea (12,5 A/div; 2,5ms/div) (200 V/div; 2,5 ms/div) nelle figure 7.3.3.1, 7.3.3.2, 7.3.3.3 e 7.3.3.3.

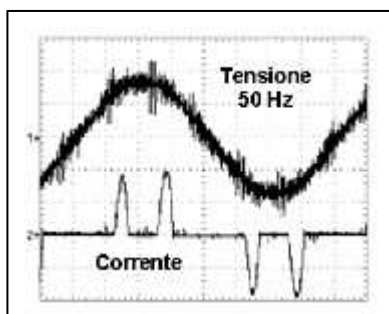



Fig. 7.3.3.1 – Andamento di tensione e corrente senza reattanza di linea

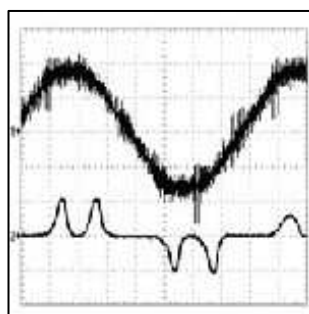



Fig. 7.3.3.2 - Andamento di tensione e corrente con reattanza di linea 1%

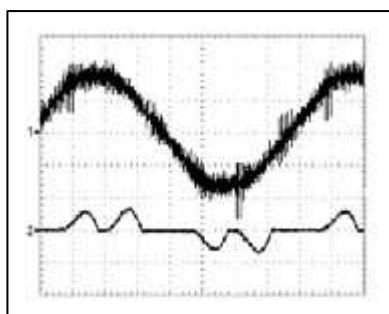



Fig. 7.3.3.3 - Andamento di tensione e corrente con reattanza di linea 2%

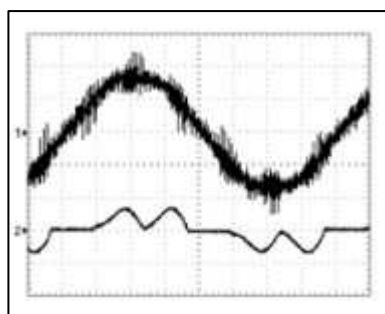



Fig. 7.3.3.4 - Andamento di tensione e corrente con reattanza di linea 4%

In fig. 7.3.3.1 la tensione di ingresso ha disturbi ad alta frequenza sovrapposti che giungono alla rete. La corrente ha picchi elevati e brevi periodi di conduzione
Con l'inserimento di una reattanza con impedenza di ingresso che crei una caduta di tensione dal 1 al 4% del valore nominale di linea, la tensione rimane invariata, ma il valore massimo della corrente si è ridotto del 40-60%. La componente armonica è diminuita e la potenza reattiva è decisamente più piccola.
Le reattanze induttive di linea, sono progettate per bloccare tutte le armoniche e per consentire alla frequenza fondamentale di passare. Ciò si ottiene perché l'impedenza induttiva cresce con l'aumentare della frequenza. Tanto maggiore è il valore dell'induttanza, tanto maggiore è il valore della tensione di corto circuito (differenza di tensione tra induttore con carico e senza carico) e tanto più elevato è il livello di attenuazione delle armoniche che viene raggiunto. L'impedenza di ingresso di una reattanza viene espressa come caduta di tensione percentuale e normalmente un induttore ha un valore pari al 2%÷4% , ma altri valori possono essere utilizzati a seconda delle circostanze.
Dall'analisi dei fenomeni fin qui elencati, possiamo affermare che il picco di corrente molto elevato, al momento della massima tensione, dovuto al funzionamento dei circuiti rettificatori, viene attenuato dall'induttanza di linea addizionale fino al 40%. Viene così minimizzata la deformazione della tensione di rete da tensione sinusoidale a tensione trapezoidale. Una reattanza di linea scarica la rete, compensando la corrente reattiva delle armoniche. Si ha quindi un'elevazione del fattore di potenza (influenzato dalle armoniche e da non confondersi con il cosφ,

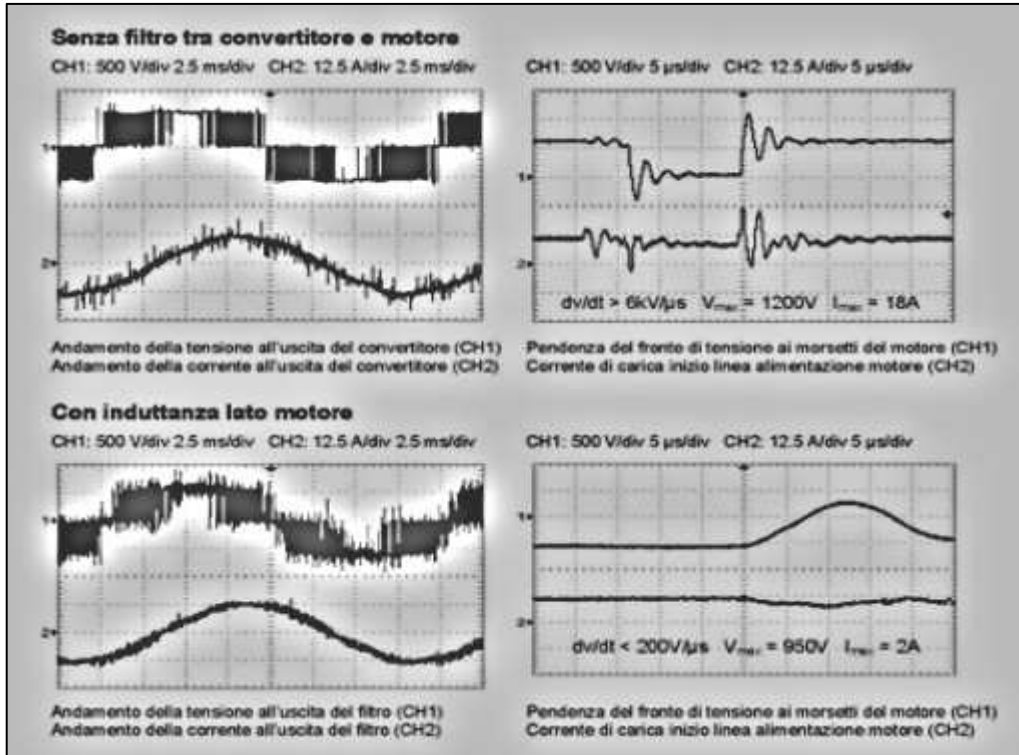



Fig. 7.3.3.5 - Pendenza del fronte di tensione ai morsetti del motore e corrente di carica inizio linea alimentazione motore

rapporto di sfasamento tra tensione e corrente) a valori non inferiore a 0,94. La reattanza di linea limita inoltre i disturbi che compaiono in rete quali brusche variazioni di tensione e picchi di corrente, che possono comparire di tanto in tanto nella rete di alimentazione. Questi fenomeni vengono provocati da operazioni di inserzione e da scariche verso terra così come da processi transitori di avviamento nella rete di alimentazione.

Invece le reattanze induttive di uscita convenzionali hanno un'ottima capacità di accumulo e prolungano il tempo di vita del motore.

Riducono la pendenza del fronte di salita dv/dt verso terra e fra le fasi, riducono la rumorosità del motore, livellano la corrente.

Agiscono come induttanza propria in serie e livellano sia la corrente attiva simmetrica, sia la corrente di disturbo asimmetrica.

La velocità di salita della tensione viene limitata a meno di 500 V/microsec. I picchi di tensione conduttore–conduttore ai morsetti del motore sono inferiori a 1000 V.

Questa soluzione attenua molto bene anche i disturbi condotti nel campo di frequenze inferiori. L'irradiazione elettromagnetica della linea di alimentazione, viene attenuata in modo sostanziale. Vengono ridotte le perdite e le rumorosità tipiche del pacco ferromagnetico del motore causate dalle armoniche.

Nei diagrammi riportati in figura 7.3.3.5 vengono mostrati i salti di tensione dovuti alla modulazione a larghezza di impulsi. Con le reattanze induttive per motori, il valore massimo della tensione e la velocità di salita della tensione, risultano chiaramente inferiori. In questo modo viene protetto l'isolamento del motore.

Per un corretto dimensionamento di questo tipo di reattanze, è importante conoscere oltre ai dati di targa, anche la frequenza di modulazione (PWM) e la percentuale delle increspature (ripple) rispetto al valore nominale.

7.4 RENDIMENTO DEL SISTEMA MOTORE-INVERTER

Il rendimento globale di un azionamento dipende dalle perdite a livello del motore e dei controlli. Ambedue i tipi di perdita sono di natura termica e, pertanto, si manifestano sotto forma di calore.
La potenza d'ingresso P_{in} assorbita dal sistema azionamento (motore-inverter) è di tipo elettrico, mentre la potenza di uscita P_{out} è di tipo meccanico. La potenza in ingresso è calcolabile con la relazione:

$$P_{in} = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos\varphi [kW]$$

mentre la potenza meccanica in uscita dall'azionamento risulta:

$$P_{out} = C \cdot 2\pi \frac{n}{60} [kW]$$

Il termine cosφ è il fattore di potenza, ossia il rapporto tra la potenza attiva, che genera potenza meccanica, e la potenza reattiva, che serve a produrre la magnetizzazione a livello del motore. Il fattore di potenza è più elevato per i motori veloci, rispetto a quelli lenti. Varia, per un regime a pieno carico, da 0,7 fino a massimi intorno a 0,9. Grande vantaggio in questi termini è garantito proprio dall'inserimento dell'inverter tra motore e rete. Esso, infatti, permette il rifasamento automatico dell'utenza, portando il cosφ a valori pari a 0,98, garantendo un ulteriore risparmio di energia reattiva.
Si definisce rendimento il rapporto tra le due potenze sopra richiamate, secondo la relazione:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}}$$

La commutazione elettrica mediante transistori che avviene nell'inverter è molto efficiente. Il rendimento del convertitore di frequenza è elevato, in quanto è compreso tra 0,97 e 0,99. Il rendimento del motore vale normalmente tra 0,82 e 0,97, in base alle sue dimensioni ed alla sua velocità nominale. Se il controllo di velocità di rotazione di un motore asincrono è effettuato da un convertitore statico di frequenza, il rendimento totale del sistema di azionamento è sempre superiore a 0,8.
Si può affermare che gli azionamenti a velocità variabile del tipo a inverter costituiscono un metodo di controllo ottimale per quasi tutti i sistemi. I metodi di controllo tradizionali, infatti, anche se semplici, sono caratterizzati da un elevato consumo energetico e, pertanto, da un costo di esercizio più elevato rispetto agli inverter, da cui ne deriva anche un maggiore impatto ambientale, in termini, ad esempio, di emissioni di anidride carbonica.

Per completezza si ricorda che una regolazione standard di tipo meccanico si basa su uno dei seguenti sistemi:

- azionamenti a cinghia: la velocità si regola mediante il movimento di pulegge coniche, manualmente o per mezzo di attuatori;
- accoppiamento idraulico: sfrutta il principio della turbina, modificando il volume dell'olio nell'accoppiamento stesso e modificando la differenza di velocità tra l'albero di azionamento e l'albero condotto (la quantità di olio è controllata mediante pompe e valvole).

Nei convertitori di frequenza si utilizza, invece, un motore standard a gabbia di scoiattolo e la velocità del motore è regolata da un convertitore statico di frequenza, che modifica il valore della frequenza in modo diretto. Si ottiene in tal modo un'apparecchiatura semplice, economica e sicura.

7.5 L'UTILIZZO DI INVERTER

Notevoli risparmi sui costi energetici si ottengono con gli azionamenti a velocità variabile, in cui il funzionamento dei motori viene controllato da inverter, che ne variano il numero di giri secondo le reali esigenze di ogni applicazione, evitando il funzionamento alla massima potenza quando non è richiesto. In particolare, si ottengono risparmi energetici molto rilevanti quando si utilizzano gli inverter per controllare pompe e ventilatori.

Se, per esempio, in alcuni periodi di funzionamento un impianto richiede la metà della portata nominale, l'inverter comanderà al motore di ridurre la sua velocità e, siccome la potenza richiesta dal carico varia con il cubo della velocità, l'assorbimento energetico scenderà dal 100% a solo il 60-70% di quello nominale.

Nella figura 7.5.1 si evidenzia la differenza di energia elettrica necessaria a monte del trasformatore per fornire pari lavoro utile a una pompa centrifuga, valutando la soluzione con regolazione a valvola (a sinistra) rispetto quella ad inverter (a destra).

Tenendo conto delle efficienze di tutti i componenti e delle relative perdite di carico, risulta che, fatto 100% il lavoro che in entrambi i casi la pompa deve erogare, con la soluzione a valvola sarà impiegata un'energia pari al 285% contro il 160% necessario nel caso della soluzione con inverter; si tratta, quindi, di una differenza del 44%, tutt'altro che trascurabile.

I convertitori di frequenza permettono di ridurre anche i costi di manutenzione, abbattere la rumorosità dell'impianto e rifasare il carico ad un valore di cosφ prossimo a 1 (tipicamente 0,98), aggiungendo in tal modo un ulteriore fattore di efficienza energetica.

Anche per quanto riguarda l'applicazione degli inverter, un esempio numerico può indicare, in concreto, l'entità dei risparmi che si ottengono utilizzando le nuove soluzioni tecnologiche. Le ipotesi su cui si basano i conteggi dell'esempio in tabella 7.5.1 sono le seguenti:

- 6.000 h/annue di funzionamento;

- costo dell'energia elettrica 0,10 €/kWh;
- ciclo di carico come da Studio della Comunità Europea;
- confronto con regolazione a serranda per il ventilatore;
- confronto con regolazione on/off per la pompa.

I tempi di ritorno sugli investimenti così calcolati sarebbero ulteriormente ridotti se si valorizzasse anche la riduzione delle emissioni di anidride carbonica nell'ambiente.

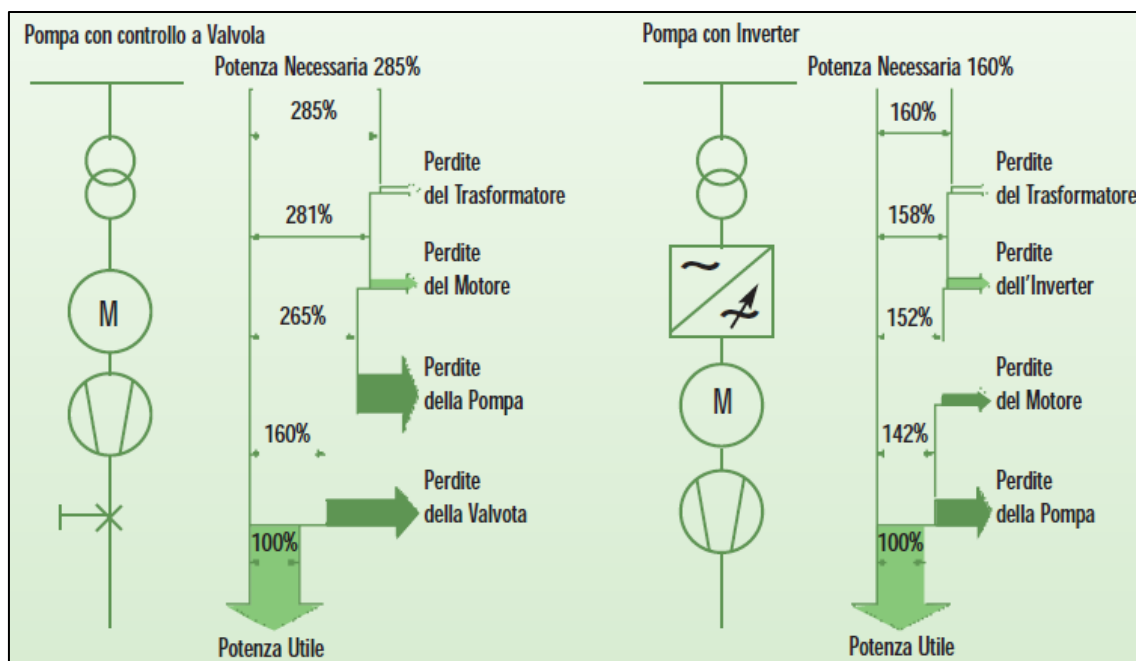



Fig. 7.5.1 - Differenza di energia necessaria, a parità di potenza utile, per il funzionamento di una pompa nelle due soluzioni di controllo: mediante valvola e mediante convertitore di frequenza

Applicazione	**Potenza**	**Riduzione consumi**	**Riduzione emissioni CO_2**	**Tempo di payback (senza valorizzazione della riduzione di CO_2)**
Ventilatore	*7,5 kW*	*-9.997 kWh/anno (-44%)*	*-4.999 kg/anno*	*0,8 anni*
Pompa	*11 kW*	*-18.974 kWh/anno (-36%)*	*-9.487 kg/anno*	*0,6 anni*

Tab. 7.5.1 – Esempio utilizzo di inverter

CAPITOLO 8

CAVI ELETTRICI

8.1 PERDITA DI POTENZA NEI CAVI ELETTRICI

Il calcolo delle perdite di potenza nei cavi interconnessi ha grande importanza, data la presenza dei cavi in tutti i sistemi di misura. Per introdurre tale argomento, si deve però riprendere rapidamente alcuni concetti fondamentali relativi alle linee di trasmissione, la cui schematizzazione generale può essere quella di figura 8.1.1.

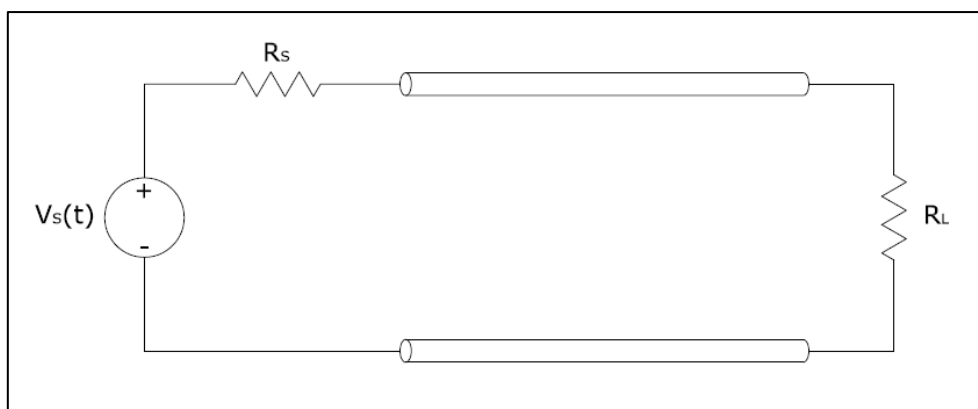



Fig. 8.1.1 – Schematizzazione linea di trasmissione

È necessario un modello elettrico, a parametri distribuiti, di tale struttura. È possibile considerare quello in figura 8.1.2, relativo ad una linea di trasmissione di lunghezza L.

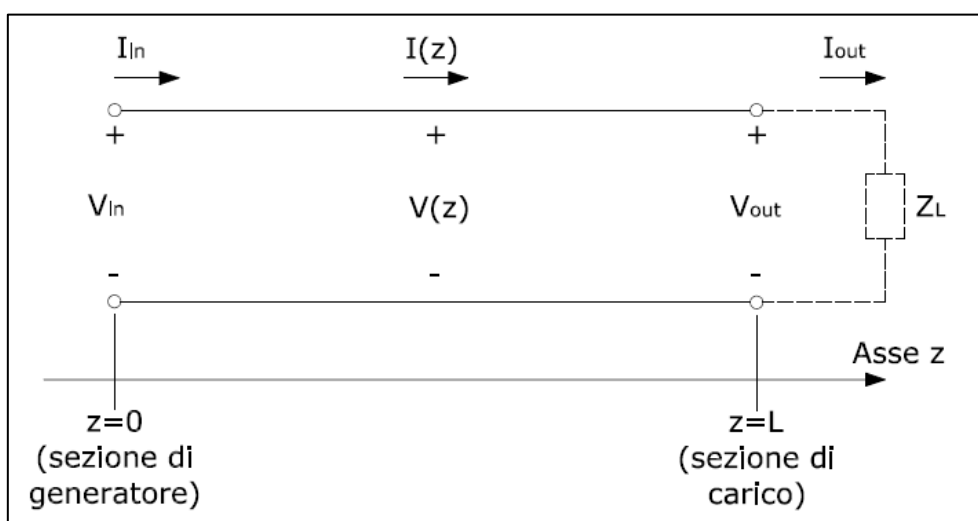



Fig. 8.1.2 – Modello elettrico a parametri distribuiti di una linea di trasmissione

Le grandezze che caratterizzano questo tipo di struttura sono solitamente l'impedenza caratteristica z_c e la velocità di propagazione v delle onde lungo la linea.

Sebbene sia importante conoscere il comportamento della linea quando i segnali di ingresso abbiano forme d'onda arbitrarie, è altrettanto importante studiarne il comportamento in regime sinusoidale permanente: ciò significa ipotizzare che la sorgente sia sinusoidale monofrequenziale e che ogni eventuale segnale transitorio sia estinto.

In queste circostanze, è possibile risolvere l'equazione delle linee nel dominio della frequenza, ossia in termini di fasori associati alle tensioni ed alle correnti lungo la linea. Indicati, infatti, rispettivamente con V(z) ed I(z) tali fasori, che quindi descrivono l'andamento spaziale, ma anche temporale, della tensione e della corrente lungo la linea, si trova che essi sono dati dalle seguenti equazioni:

$$\begin{cases} V(z) = V^+ e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} + V^- e^{\alpha z} e^{j\beta z} \\ I(z) = \dfrac{V^+}{z_c} e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} - \dfrac{V^-}{z_c} e^{\alpha z} e^{j\beta z} \end{cases}$$

Le quantità V^+ e V^- sono costanti (in generale complesse) ed il loro valore può essere determinato solo dopo aver specificato la sorgente ed il carico connessi alla linea (si tratta cioè di fissare le condizioni al contorno del problema).

Il parametro α è la cosiddetta costante di attenuazione, associata alle perdite lungo la linea, ossia alle perdite sia nei conduttori sia nel mezzo circostante. In assenza di perdite, risulta evidentemente α=0. La costante α si misura in neper/m.

Il parametro β è invece la costante di fase: essa esprime la variazione di fase subita dall'onda nel suo propagarsi lungo la linea. Si misura in rad/m.

Le equazioni prima riportate si possono anche riscrivere nella forma seguente:

$$\begin{cases} V(z) = V_f(z) + V_b(z) \\ I(z) = \dfrac{V_f(z)}{z_c} - \dfrac{V_b(z)}{z_c} e \end{cases}$$

dove cioè si sono fatte le seguenti due supposizioni:

$$\begin{cases} V_f(z) = V^+ e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} \\ V_b(z) = V^- e^{\alpha z} e^{j\beta z} \end{cases}$$

Questo per evidenziare che $V_f(z)$ è un'onda progressiva di tensione, mentre $V_b(z)$ è un'onda regressiva di tensione. Per comprendere il significato di queste dizioni, basta convertire le espressioni di V(z) ed I(z) nel dominio del tempo, tramite le classiche formule di antitrasformazione (bisogna moltiplicare i fasori per il termine esponenziale $e^{j\omega t}$, che tiene conto del regime sinusoidale, e poi calcolare la parte reale del prodotto così ottenuto):

$$\begin{cases} v(z,t) = \mathrm{Re}\{V(z) e^{j\omega t}\} = \mathrm{Re}\{V^+ e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} e^{j\omega t} + V^- e^{\alpha z} e^{j\beta z} e^{j\omega t}\} \\ i(z,t) = \mathrm{Re}\{I(z) e^{j\omega t}\} = \mathrm{Re}\left\{\dfrac{V^+}{z_c} e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} e^{j\omega t} - \dfrac{V^-}{z_c} e^{\alpha z} e^{j\beta z} e^{j\omega t}\right\} \end{cases}$$

Facendo gli opportuni passaggi su tali espressioni (tenendo conto che le quantità V^+, V^- e z_c sono complesse, per cui possiedono un modulo ed una fase), si trova immediatamente che

$$\begin{cases} v(z,t) = |V^+| e^{-\alpha z} \cos(\omega t - \beta z + \Theta^+) + |V^-| e^{\alpha z} \cos(\omega t + \beta z + \Theta^-) \\ i(z,t) = \dfrac{|V^+|}{|z_c|} e^{-\alpha z} \cos(\omega t - \beta z + \Theta^+ - \Theta_{z_c}) - \dfrac{|V^-|}{|z_c|} e^{\alpha z} \cos(\omega t + \beta z + \Theta^+ - \Theta_{z_c}) \end{cases}$$

Queste espressioni sono evidentemente del tutto analoghe tra loro. Si consideri allora solo l'espressione della tensione. Essa afferma quanto segue:

- l'onda progressiva è $|V^+| e^{-\alpha z} \cos(\omega t - \beta z + \Theta^+)$: al crescere del tempo t, è necessario aumentare il valore di z al fine di mantenere costante l'argomento del coseno; così facendo, si segue il movimento di un punto dell'onda. È possibile dunque affermare che si tratta di un'onda che si muove lungo la direzione positiva dell'asse z, cioè si dirige dalla sorgente verso il carico: da qui il termine progressiva;
- viceversa, l'onda regressiva è $|V^-| e^{\alpha z} \cos(\omega t + \beta z + \Theta^-)$: al crescere del tempo t, se si vuole seguire un punto dell'onda si deve diminuire il valore di z (al fine sempre di mantenere costante l'argomento del coseno). Si tratta quindi di un'onda che si muove lungo la direzione negativa dell'asse z (dal carico verso la sorgente): da qui il termine regressiva.

Si definisce adesso coefficiente di riflessione per la tensione la seguente quantità:

$$\Gamma(z) = \frac{V_b(z)}{V_f(z)} = \frac{V^-}{V^+} e^{2\alpha z} e^{j2\beta z}$$

Si tratta dunque del rapporto tra l'onda regressiva e quella progressiva di tensione e risulta quindi variabile con la sezione z che si considera sulla linea. Se si considera, in particolare, la sezione di carico (z=L), si ottiene

$$\Gamma_L = \Gamma(L) = \frac{V_b(L)}{V_f(L)} = \frac{V^-}{V^+} e^{2\alpha L} e^{j2\beta L}$$

Facendo qualche passaggio ulteriore, si trova che il coefficiente di riflessione al carico è

$$\Gamma_L = \frac{z_L - z_c}{z_L + z_c}$$

Tale relazione è molto importante, in quanto afferma che, quando $Z_L = Z_c$, risulta $\Gamma_L = 0$: si tratta della condizione di adattamento tra linea e carico, in corrispondenza della quale non c'è onda regressiva lungo la linea, ma solo onda progressiva:

$$\begin{cases} V(z) = V^+ e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} = V_f(z) \\ I(z) = \dfrac{V^+}{z_c} e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} = \dfrac{V_f(z)}{z_c} \end{cases}$$

Ciò significa che tutta la potenza disponibile al carico viene effettivamente ceduta al carico stesso, senza che una quota parte di essa (rappresentata appunto da Γ_L) torni indietro verso la sorgente.
È possibile esprimere il coefficiente di riflessione nella generica sezione z in funzione del coefficiente di riflessione al carico: si trova infatti che

$$\Gamma(z) = \Gamma_L e^{2\alpha(z-L)} e^{j2\beta(z-L)}$$

Si può inoltre utilizzare $\Gamma(z)$ per esprimere in altro modo i fasori della tensione e della corrente lungo la linea: infatti, in base all'espressione appena riportata per $\Gamma(z)$ si trova facilmente che

$$\begin{cases} V(z) = V^+ e^{-\alpha z} e^{-j\beta z}\left[1+\Gamma(z)\right] = V_f(z)\left[1+\Gamma(z)\right] \\ I(z) = \dfrac{V^+}{z_c} e^{-\alpha z} e^{-j\beta z}\left[1-\Gamma(z)\right] = \dfrac{V_f(z)}{z_c}\left[1-\Gamma(z)\right] \end{cases}$$

Si definisce inoltre impedenza di ingresso in una generica sezione della linea la seguente quantità, data dal rapporto tra i fasori della tensione e della corrente in quella sezione:

$$z_{in}(z) = \frac{V(z)}{I(z)} = z_c \frac{1+\Gamma(z)}{1-\Gamma(z)}$$

Nel caso di linea adattata, abbiamo detto che $\Gamma_L=0$, da cui consegue che $\Gamma(z)=0$ e quindi che l'impedenza di ingresso coincide con l'impedenza caratteristica della linea (e quindi anche quella di carico).
La potenza media che attraversa, procedendo verso destra, una generica sezione della linea è data dalla seguente espressione generale:

$$P_{media}(z) = \frac{1}{2}\mathrm{Re}\left\{V(z) I^*(z)\right\}$$

Dove $I^*(z)$ è il complesso coniugato del favore della corrente.
Tutti questi concetti introduttivi consentono di introdurre e caratterizzare le perdite di potenza nei cavi.
Tipici cavi per il sistema inverter – motore sono quelli di tipo coassiale, di cui la figura 8.1.3 propone una schematizzazione.

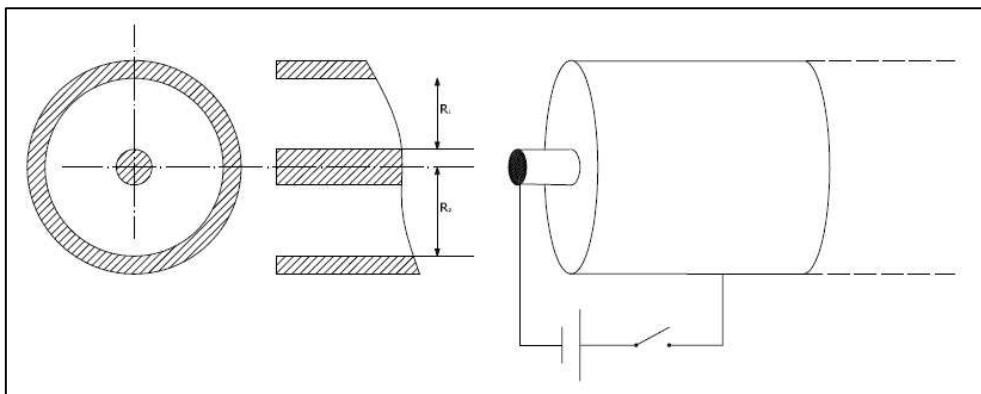



Fig. 8.1.3 – Schematizzazione cavo coassiale

Abbiamo dunque sostanzialmente un sistema formato da due conduttori cilindrici coassiali, di raggio R_1 e R_2: il conduttore più esterno prende il nome di calza (o semplicemente schermo), mentre il conduttore interno viene detto anima del cavo. Le onde si propagano nello spazio interno allo schermo e tale spazio è solitamente occupato da un dielettrico caratterizzato da costanti relative ε_r e μ_r=1. Ad esempio, nel caso del cavo RG-58U, il dielettrico è il Teflon e la sua percettività relativa vale ε_r=2,1.
Le costanti ε_r (percettività relativa) e μ_r (permeabilità relativa) determinano la velocità di propagazione delle onde di tensione e di corrente nel mezzo: tale velocità è infatti data da

$$v = \frac{c}{\sqrt{\varepsilon_r \mu_r}}$$

dove ovviamente c è la velocità della luce nel vuoto, pari a $3 \cdot 10^8$ metri/sec.
I costruttori solitamente specificano le caratteristiche dei cavi coassiali fornendo:

- il modulo dell'impedenza caratteristica z_c nell'ipotesi di basse perdite (ad esempio, per il cavo RG-58U risulta $|z_c|=50\Omega$);
- la velocità di propagazione percentuale rispetto alla velocità di propagazione nel vuoto (per il cavo RG-58U risulta v=0,69c);
- il valore delle perdite per un cavo di 100ft a determinate frequenze.

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, nelle linee di trasmissione esistono due tipi di perdite: quelle all'interno dei conduttori e quelle nel dielettrico circostante. Tuttavia, alle frequenze di normale funzionamento, le perdite nei conduttori rappresentano sicuramente l'effetto dominante.
La resistenza dei conduttori aumenta, per effetto pelle, proporzionalmente alla radice quadrata della frequenza; nonostante sia nota la legge di proporzionalità, la perdita nel cavo dovrebbe essere specificata per ogni frequenza per cui il cavo viene utilizzato. Normalmente, i costruttori ne forniscono i valori solo per alcune frequenze specifiche: ad esempio, la perdita nel cavo coassiale RG-58U, alla frequenza di 100MHz, è di 4,5dB/100ft.
È importante inoltre sottolineare che la specifica delle perdite fa riferimento ad una condizione di cavo adattato, ossia presuppone che risulti $Z_L=Z_c$, dove Z_L è l'impedenza appunto del carico: sotto questa condizione, abbiamo visto prima che non ci sono riflessioni di energia in corrispondenza del carico (Γ_L=0) e la linea è percorsa solo da onde progressive.
Ci si metta dunque nell'ipotesi di cavo adattato. Si consideri l'espressione della potenza media precedentemente citata:

$$P_{media}(z) = \frac{1}{2}\mathrm{Re}\{V(z)I^*(z)\}$$

Dato l'andamento, i fasori associati alla tensione e alla corrente sono

$$\begin{cases} V(z) = V^+ e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} \\ I(z) = \dfrac{V^+}{z_c} e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} \end{cases}$$

Essendo allora la moltiplicazione necessaria al calcolo della potenza, si ha quanto segue:

$$P_{media} = \frac{1}{2}\mathrm{Re}\{V(z)I^*(z)\} = \frac{1}{2}\mathrm{Re}\left\{V^+ e^{-\alpha z} e^{-j\beta z} \cdot \left[\frac{V^+}{z_c} e^{-\alpha z} e^{-j\beta z}\right]^*\right\} = \frac{1}{2}e^{-2\alpha z}\,\mathrm{Re}\left\{V^+ \cdot \left[\frac{V^+}{z_c}\right]^*\right\} =$$

$$= \frac{1}{2}e^{-2\alpha z}\left|V^+\right|^2 \mathrm{Re}\left\{\frac{1}{z_c^*}\right\} = \frac{1}{2}e^{-2\alpha z}\frac{\left|V^+\right|^2}{\left|z_c\right|}\cos\theta_{z_c}$$

Calcolando tale quantità per z=0, si ottiene la potenza fornita in ingresso al cavo:

$$P_{media,in} = P_{media}(z=0) = \frac{1}{2}\frac{\left|V^+\right|^2}{\left|z_c\right|}\cos\theta_{z_c}$$

Analogamente, prendendo z=L si ottiene la potenza fornita dal cavo al carico:

$$P_{media,out} = P_{media}(z=L) = \frac{1}{2}e^{-2\alpha L}\frac{\left|V^+\right|^2}{\left|z_c\right|}\cos\theta_{z_c}$$

La differenza tra queste due quantità è dunque la perdita di potenza nel cavo, espressa chiaramente in Watt:

$$P_{media,in} - P_{media,out} = \frac{1}{2}\frac{\left|V^+\right|^2}{\left|z_c\right|}\cos\theta_{z_c} - \frac{1}{2}e^{-2\alpha L}\frac{\left|V^+\right|^2}{\left|z_c\right|}\cos\theta_{z_c} = \frac{1}{2}\left(1 - e^{-2\alpha L}\right)\frac{\left|V^+\right|^2}{\left|z_c\right|}\cos\theta_{z_c}$$

In realtà, spesso i costruttori non usano questa espressione per caratterizzare le perdite di un cavo; al contrario, essi fanno riferimento alla cosiddetta attenuazione, definita coma il rapporto tra la potenza in ingresso e quella in uscita:

$$attenuazione = \frac{P_{media,in}}{P_{media,out}} = e^{2\alpha L}$$

Generalmente, questo parametro viene misurato in dB per unità di lunghezza del cavo, per cui si parla si attenuazione specifica in dB: in pratica, dato che:

$$attenuazione\ in\ dB = 10\log_{10} e^{2\alpha L} = 20 \cdot \alpha \cdot L \cdot \log_{10} e = 8{,}686 \cdot \alpha \cdot L \qquad \left[\frac{dB}{ft}\right]$$

L'attenuazione specifica è

$$(\alpha_S)_{dB} = \frac{attenuazione\ \ in\ \ dB}{L} = 8{,}686 \cdot \alpha$$

Convenzionalmente, L viene fissato a 100 ft, per cui si ha che

$$(\alpha_S)_{dB/100\,ft} = \frac{attenuazione\ \ in\ \ dB}{100} = 8{,}686 \cdot \alpha \qquad \left[\frac{dB}{100\,ft}\right]$$

Quindi, riepilogando, il dato specificato dai costruttori è $(\alpha_S)_{dB/100}$: ad esempio, per il cavo RG-58U alla frequenza di 100MHz viene detto che $(\alpha_S)_{dB/100}$=4,5dB/100ft. Da questo dato, si può ottenere la costante di attenuazione del cavo:

$$\alpha = \frac{(\alpha_S)_{dB/100\,ft}}{8{,}686 \cdot 100} = \frac{4{,}5}{8{,}686 \cdot 100} = 5{,}18 \cdot 10^{-3} \qquad \left[\frac{neper}{ft}\right]$$

Se invece si moltiplica l'attenuazione specifica $(\alpha_S)_{dB/100}$ per la lunghezza effettiva del cavo (rapportata a 100ft), si ottiene direttamente l'attenuazione del cavo in termini di dB (sempre per quella specifica frequenza):

$$\alpha_{dB} = (\alpha_S)_{dB/100\,ft} \cdot \frac{L}{100} \qquad [dB]$$

Ad esempio, un cavo RG-58U, che alla frequenza di 100MHz presenta $(\alpha_S)_{dB/100}$=4,5dB/100ft, lungo 30ft introduce una attenuazione complessiva

$$\alpha_{dB} = 4{,}5 \cdot \frac{30}{100} = 1{,}35dB$$

Per concludere, è molto importante ricordare che la caratterizzazione della perdita di potenza di un cavo fa riferimento al fatto che esso sia adattato al carico. In caso contrario, la misura delle grandezze sopra indicate non ha niente a che vedere con la perdita di potenza del cavo.

8.2 CLASSIFICAZIONE E STRUTTURA DEI CAVI ELETTRICI

Il trasporto dell'energia elettrica dal punto di produzione al punto di utilizzazione o, in maniera più frequente, dal punto di consegna a quello di utilizzazione avviene attraverso il cavo elettrico o il conduttore nudo.
I materiali impiegati per il trasporto dell'energia sono il rame e l'alluminio. Rispetto al rame, l'alluminio è più leggero (circa il 30%) ed ha una minore conducibilità (circa il 60%). Ne consegue che se, teoricamente, si volesse impiegare lo stesso volume di materiale conduttore per costruire una linea, quella in alluminio peserebbe circa un terzo di una linea in rame. A parità di resistenza essendo la resistività dell'alluminio maggiore, per ottenere una resistenza equivalente a quella di una linea in rame, si deve adottare una sezione maggiore, il che comporta un aumento del peso. Complessivamente una linea in alluminio rispetto ad una linea in rame caratterizzata dalle stesse perdite, pesa all'incirca la metà e non un terzo, come sembrerebbe considerando solo i valori dei pesi specifici. Sempre rispetto al rame, l'alluminio presenta una resistenza alla rottura minore (circa il 43%).

Caratteristica	Rame	Alluminio
Resistività elettrica a 20°C [$\Omega mm^2/m$]	*0,0178*	*0,0284*
Sollecitazione a rottura [MPa]	*200÷250*	*120÷180*
Peso Specifico [kg/dm^3]	*8,89*	*2,70*
Coefficiente di dilatazione lineare [K^{-1}]	*$17\cdot10^{-6}$*	*$23\cdot10^{-6}$*

Tab. 8.2.1 - Caratteristiche del rame e dell'alluminio a 20° C

Il rame è impiegato essenzialmente nel campo della media e bassa tensione, sotto forma di filo pieno o di corda. Le applicazioni del filo pieno sono limitate a conduttori di sezione inferiore a 10 mm^2, adottando per le sezioni maggiori i conduttori cordati a 7, 19 o 37 fili; le corde presentano, rispetto al filo, una maggiore flessibilità, con conseguente maggiore facilità di stendimento e di montaggio.
I campi di applicazione dell'alluminio, quale unico metallo dei conduttori di potenza, sono relativi principalmente alla media tensione. L'alluminio, i cui costi di produzione sono di gran lunga inferiori a quelli del rame, si adopera esclusivamente sotto forma di conduttore cordato a 7, 19, 37 o 61 fili, essendo molto difficile ottenere fili di un certo spessore con sufficiente omogeneità; esso resiste bene, come il rame, alle azioni atmosferiche, grazie alla pellicola di ossido che rapidamente lo riveste e lo protegge.
Nelle linee di trasmissione, vengono impiegati conduttori bimetallici, in cui è presente anche l'acciaio, o conduttori in lega di alluminio (aldrey), e ciò allo scopo di migliorare le caratteristiche meccaniche del conduttore nel suo complesso. Nel campo delle altissime tensioni, infine, per migliorare la trasmissione dell'energia, si adottano più conduttori alluminioacciaio in parallelo per ciascuna fase opportunamente distanziati tra loro (conduttori a fascio).
Il cavo elettrico è un conduttore uniformemente isolato o un insieme di conduttori uniformemente isolati e muniti generalmente di uno o più rivestimenti protettivi e caratterizzato da un grande sviluppo in lunghezza (CEI 20-31).

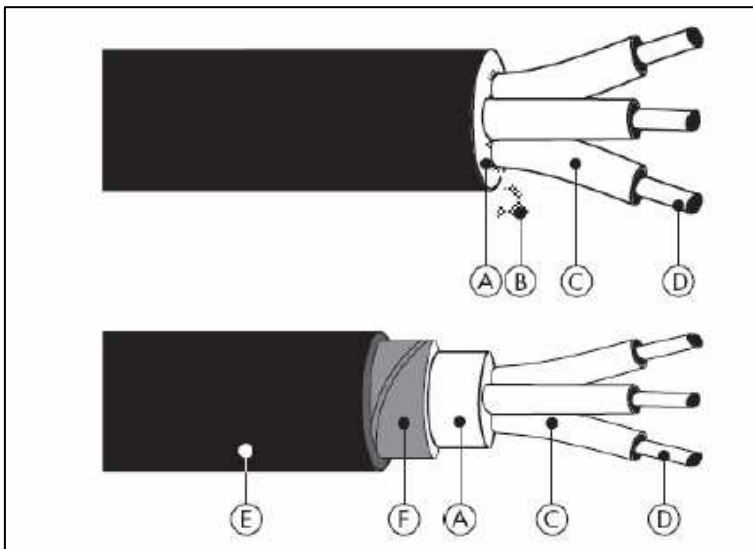



Fig. 8.2.1 - Cavo tripolare sotto guaina
- *A) guaina protettiva*
- *B) eventuale riempimento*
- *C) isolante*
- *D) conduttore*

Cavo tripolare con armatura metallica
- *A) guaina protettiva*
- *C) isolante*
- *D) conduttore*
- *E) guaina esterna*
- *F) armatura metallica*

Il cavo risulta costituito da più parti e precisamente (CEI 20-31 e 20-32):

- conduttore: filo o corda di metallo, generalmente rame o alluminio, destinato a condurre la corrente elettrica;
- isolante: involucro di materiale dielettrico destinato a sopportare la tensione elettrica;
- anima: conduttore con relativo isolante, in quanto parte costituente del cavo;
- schermo: nastro sottile di rame avvolto a spirale e applicato sull'insieme delle anime o attorno all'isolante di ciascuna;

- guaina: rivestimento protettivo costituito da un tubo continuo e aderente. La guaina può essere metallica e non metallica. La denominazione guaina non è applicabile al tubo isolante di ogni anima;
- cintura: isolante esterno utile per la protezione meccanica del cavo;
- armatura: tubo metallico in piombo o alluminio oppure insieme di fili d'acciaio applicati sulla cintura per la protezione da elevate sollecitazioni meccaniche.

Non tutte le parti sono presenti in tutti i tipi di cavo; in particolare il materiale di riempimento, lo schermo, la cintura e l'armatura metallica non vengono utilizzati per cavi di sezione non elevata in bassa tensione, non soggetti a particolari stress meccanici.
I cavi possono essere distinti in funzione di:

- Tensione di esercizio:
  - cavi per bassa tensione, impiegati nelle categorie 0 e I;
  - cavi per media ed alta tensione, impiegati nelle categorie II e III.
- Isolante:
  - materiale elastomerico;
  - materiale termoplastico;
  - materiale minerale;
  - carta impregnata.
- Numero delle anime:
  - unipolari;
  - bipolari;
  - tripolari;
  - multipolari;
  - con/senza conduttore di protezione per il collegamento all'impianto di terra.

I materiali principalmente utilizzati per la parte isolante sono:

- isolanti estrusi;
- carta impregnata.

Gli isolanti estrusi principalmente impiegati, sono:

- PVC (policloruro di vinile);
- PE (polietilene) e suoi derivati;
- EPR (gomma etilenpropilenica);
- gomma butilica.

Il PVC ha una rigidità dielettrica bassa e perdite eccessive, che ne rendono sconsigliabile l'impiego per tensioni maggiori di 10-15 kV. Ha una ottima resistenza alle scariche parziali. Il PE è un materiale eccellente per quanto riguarda la rigidità dielettrica e le perdite dielettriche, appena accettabile per quanto riguarda la resistenza alle scariche parziali. Si ossida però rapidamente, è infiammabile e poco igroscopico. Tra i materiali derivati dal polietilene, il PE reticolato è assai interessante, per le sue proprietà termiche, migliori di quelle del PE. Tra le gomme sintetiche le proprietà migliori sono quelle della gomma etilenpropilenica (EPR) che, infatti, presenta un sempre più largo impiego. Ha una rigidità dielettrica superiore a

quella del PVC, perdite dielettriche un po' elevate, anche se decisamente inferiori a quelle del PVC, una eccellente resistenza alle scariche parziali ed alle intemperie. La gomma butilica non ha né sufficiente rigidità dielettrica né sufficiente resistenza alle scariche parziali per poterne allargare il campo di impiego oltre la media tensione.
I materiali più largamente impiegati per le guaine sono il piombo e il PVC. Può essere usato l'alluminio nei cavi con conduttori di alluminio.
Si definiscono caratteristiche funzionali di un cavo quei valori delle grandezze elettriche (tensione, corrente, ecc.) cui corrispondono i valori delle sollecitazioni ammissibili per un cavo, in condizioni normali ed anormali di funzionamento.
Poiché tra le varie parti costituenti un cavo quella più sensibile a qualunque tipo di sollecitazione è l'isolante, ad esso si farà riferimento nel seguito.
Le principali sollecitazioni cui è sottoposto l'isolante di un cavo sono:

- la sollecitazione elettrica, legata ai gradienti di tensione;
- la sollecitazione termica, legata alla temperatura e che, a sua volta, dipende dalle perdite per effetto Joule che si sviluppano nel cavo.

I valori ammissibili di tali sollecitazioni vanno ricavati:

- nel caso della sollecitazione elettrica, in condizioni normali e nelle condizioni anormali legate alla presenza di sovratensioni;
- nel caso della sollecitazione termica, in condizioni normali e nelle condizioni anormali legate alla presenza di sovracorrenti.

Alcune caratteristiche funzionali dei cavi sono:

- Tensione nominale: tensione legata all'isolamento che si desidera avere in funzione della tensione di esercizio. Inoltre se
  - U_0: tensione nominale d'isolamento verso terra, tra ogni conduttore e massa;
  - U: tensione nominale d'isolamento tra le fasi, non definibile per i cavi unipolari.

  All'aumentare del valore nominale della tensione d'esercizio occorre scegliere cavi con tensioni di isolamento sempre più elevate.
  Esiste quindi una corrispondenza tra le tensioni U_0/U e la tensione nominale del sistema.
- Portata: la massima corrente che può circolare in ogni conduttore senza che la temperatura superi quella ammissibile dall'isolante; generalmente viene indicata con I_z ed è riferita al funzionamento in regime permanente.
- Temperatura di servizio (temperatura ammissibile in esercizio): temperatura stabilita dalla normativa in base al tipo di isolante, il suo valore è uno dei fattori che determina la portata dei cavi (tra 60° e 105°).
- Temperatura massima in corto circuito: è la massima temperatura sopportabile dal cavo in presenza di corto circuito e dipendente dal tipo di isolante (tra 150° e 350°).
- Propagazione della fiamma e dell'incendio.
- Resistenza al fuoco.
- Emissione di gas e fumi.

I conduttori presenti in un cavo quando sono percorsi da corrente sono sede di dissipazioni di potenza per effetto Joule; tali dissipazioni avvengono non soltanto nei conduttori di potenza veri e propri, ma anche in tutte le altre parti metalliche del cavo, per effetto di induzione da parte delle correnti che interessano i conduttori di potenza stessi.
In particolare relativamente all'isolante due problemi devono essere considerati:

- il cedimento dell'isolante;
- l'invecchiamento dell'isolante.

Nei cavi utilizzati in bassa tensione a causa del cedimento dell'isolante, che si determina per problemi termici ma anche meccanici o chimici, si possono stabilire deboli correnti di dispersione tra fase-fase o fase-terra.
Questo, evolvendosi nel tempo, può aumentare d'intensità innescando un arco, probabile causa d'innesco d'incendio.
L'invecchiamento dell'isolante è strettamente legato ai valori di sovraccarico ai quali è sottoposto e quindi alla temperatura che il cavo assume durante la sua vita (ad esempio nei cavi in PVC una corrente pari a 10 volte la portata del cavo provoca la perdita di un millesimo di vita del cavo se permane per un tempo compreso tra 3 e 50 s).
È opportuno sottolineare che la temperatura di esercizio dell'isolante va considerata pari a quella del conduttore, essendo egli stesso a stretto contatto.
Fissato il tipo di materiale isolante e il valore minimo della durata utile dello stesso (tipicamente 25 – 30 anni), per ogni tipo di isolante, e di conseguenza per ogni tipo di cavo, rimane fissato un valore massimo della temperatura del conduttore θ_N, detta temperatura massima di servizio del conduttore (nel caso di PVC essa vale 70 °C, nel caso di EPR e di XLPE essa vale 90 °C).
Generalmente a ciascun conduttore di linea vengono attribuiti quattro parametri elettrici, uniformemente distribuiti, riferiti all'unità di lunghezza (km):

- resistenza longitudinale r;
- induttanza di servizio l;
- conduttanza trasversale di servizio g;
- capacità di servizio c.

Per una definita pulsazione ω le prime due costanti danno luogo alla impedenza longitudinale per unità di lunghezza e le seconde due costanti alla ammettenza trasversale.
La resistenza longitudinale r viene tipicamente fornita dal costruttore e può essere espressa dalla relazione

$$r = K\frac{\rho}{S}[\Omega / km]$$

dove ρ è la resistività in Ω mm^2/km del materiale costituente il conduttore e varia con la temperatura, S è la sezione teorica del conduttore, K è un coefficiente che incrementa di alcuni percento il valore ρ/S per tener conto dell'effetto pelle e della maggiore lunghezza dei fili per cordatura.
L'induttanza di servizio l è il coefficiente che mette in relazione la corrente che lo percorre con la f.e.m. in esso indotta per la variazione nel tempo delle correnti che

percorrono tutti i conduttori di linea. Dipende dalla geometria del sistema e dalle relazioni fra le correnti. Per linea trifase

$$l = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_M}{R} [H / km]$$

dove $\mu_0 = 4\Pi 10^{-4}$ H/km, DM è la distanza media geometrica fra i conduttori, R è il raggio equivalente del conduttore che tiene conto del flusso interno dello stesso.
Per le linee in cavo generalmente le dipendenze sono più complesse e le relazioni esplicitate non sono immediatamente applicabili.

Parametri linee in cavo MT			
Materiale	S	r	x
	[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]
Cu	1x95	0,202	0,129
Al	3x150	0,189	0,163

Parametri linee aeree MT			
Materiale	S	r	x
	[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]
Cu	25	0,705	0,437
Aldrey	70	0,453	0,406
Al-Ac	150	0,221	0,369

Parametri linee BT			
Materiale	S	r	x
	[mm²]	[Ω/km]	[Ω/km]
Cu (nudo)	1x16	1,117	0,345
Cu (nudo)	1x25	0,719	0,323
Al (sotteraneo)	3x150	0,206	0,0745

Tab. 8.2.2 - Parametri caratteristici linee elettriche

8.2.1 Designazione dei cavi elettrici

La norma CEI 20-27 in accordo con il documento CENELEC HD 361, ha fissato un sistema sintetico per descrivere, mediante sigle convenzionali, la configurazione di un cavo dal punto di vista dei materiali che lo costituiscono, dei limiti di impiego, dei tipi di armonizzazione normativa, della flessibilità, della forma e del numero dei conduttori.
La siglatura secondo la norma CEI 20-27, in vigore in Italia dal 1979, è obbligatoria per tutti i tipi di cavi armonizzati recepiti dalle norme nazionali. Non è obbligatoria per i cavi ancora non armonizzati. Ciò spiega perché nel catalogo di molti costruttori compaiono ancora molti tipi con la vecchia sigla UR, RR, FGK, ammessi dalle tabelle CEI UNEL 35011 (1987).
Le possibili designazioni dei cavi devono dunque far riferimento a:

- Norma CEI 20 – 27;
- Tabella CEI – UNEL 35011.

Il sistema di designazione secondo la Norma CEI 20 – 27 stabilisce che la sigla di designazione è formata da un complesso di lettere e numeri, suddivisi in tre parti che indicano:

parte 1: riferimento alle norme e alle tensioni nominali;

parte 2: caratteristiche costruttive del cavo in sequenza radiale partendo dal materiale isolante, quindi, dopo un trattino (-) materiale e forma dei conduttori;

parte 3: dopo uno spazio libero, numero e sezione dei conduttori.

Per la designazione del numero e della sezione dei conduttori sono previsti i seguenti simboli:

nxS oppure nGS

n: numero dei conduttori che costituiscono il cavo;

x: simbolo di moltiplicazione da usare nei cavi senza conduttore di protezione;

G: simbolo di moltiplicazione da utilizzare nei cavi con conduttore di protezione (colore giallo-verde);

S: sezione dei conduttori in millimetri quadrati.

DESIGNAZIONE SECONDO CEI 20 - 27		
Riferimento alle norme	H	*ARMONIZZATO con marchio <HAR>*
	A	*AUTORIZZATO*
	N	*NAZIONALE*
Tensione nominale	03	*TENSIONE NOMINALE U_0/U 300/300 V*
	05	*TENSIONE NOMINALE U_0/U 300/500 V*
	07	*TENSIONE NOMINALE U_0/U 450/750 V*
	1	*TENSIONE NOMINALE U_0/U 0,6/1 kV*
Materiale isolante	V	*POLIVINILCLORURO - PVC*
	R	*GOMMA SINTETICA*
	G9	*ELASTOMERO RETICOLATO SPECIALE*
Schermatura e armatura	C	*CONDUTTORE CONCENTRICO DI RAME*
	A7	*SCHERMO ELETTROSTATICO DI ALLUMINIO*
	C7	*SCHERMATURA A FILI O NASTRI*
	C4	*SCHERMATURA A TRECCIA DI FILI DI RAME*
	Z2	*ARMATURA A FILI*
	Z3	*ARMATURA A PIATTINE*
	Z4	*ARMATURA A NASTRI*
	Z5	*ARMATURA A FILI DI ACCIAIO*
Guaina	N	*POLICLOROPRENE*
	V	*POLIVINILCLORURO - PVC*
Materiale del conduttore	-A	*ALLUMINIO (per il rame = nessuna sigla)*
Forma del conduttore	- U	*FILO UNICO*
	- R	*CORDA RIGIDA*
	- K	*CORDA FLESSIBILE PER POSA FISSA*
	- F	*CORDA FLESSIBILE PER SERVIZIO MOBILE*

Il sistema di designazione secondo la CEI UNEL 35011 stabilisce invece che la sigla di designazione è formata da simboli che rappresentano le varie parti componenti il cavo stesso, nella successione seguente (cioè procedendo dall'interno verso l'esterno del cavo):

A. numero, sezione nominale ed eventuali particolarità dei conduttori;
B. natura e grado di flessibilità dei conduttori;
C. natura e qualità dell'isolante;
D. conduttori concentrici e schermi sui cavi unipolari o sulle singole anime dei cavi multipolari;
E. rivestimenti protettivi sui cavi unipolari o sulle singole anime dei cavi multipolari;
F. composizione e forma dei cavi;
G. conduttori concentrici e schermi sull'insieme delle anime dei cavi multipolari;
H. rivestimenti protettivi sull'insieme delle anime dei cavi multipolari;
I. eventuali organi particolari;
J. tensioni nominali, verso terra e concatenate, precedute da un trattino.

DESIGNAZIONE SECONDO CEI-UNEL 35011		
Natura e forma del conduttore	A	*ALLUMINIO (per il rame = nessuna sigla)*
	U	*FILO UNICO*
	R	*CORDA RIGIDA*
	F	*CORDA FLESSIBILE*
	S	*CONDUTTORE SETTORIALE*
Materiale isolante	G1	*GOMMA SINTETICA*
	G5	*GOMMA EPR*
	G7	*GOMMA EPR AD ALTO MODULO*
	G9	*ELASTOMERO RETICOLATO SPECIALE*
	G10	*ELASTOMERO RETICOLATO SPECIALE*
	R	*POLIVINILCLORURO - PVC*
	R2	*PVC DI QUALITA' SUPERIORE*
	E4	*POLIETILENE RETICOLATO SPECIALE*
Forma dei cavi	O	*ANIME RIUNITE PER CAVO ROTONDO*
	D	*ANIME PARALLELE PER CAVO PIATTO*
Schermatura e armatura	C	*CONDUTTORE CONCENTRICO DI RAME*
	H	*SCHERMO ELETTROSTATICO DI ALLUMINIO*
	H1	*SCHERMATURA A FILI O NASTRI*
	H2	*SCHERMATURA A TRECCIA DI FILI DI RAME*
	F	*ARMATURA A FILI*
	Z	*ARMATURA A PIATTINE*
	N	*ARMATURA A NASTRI*
	A	*ARMATURA A FILI DI ACCIAIO*
Guaina	R	*POLIVINILCLORURO - PVC*
	K	*POLICLOROPRENE*

8.2.2 Richiami sulla trasmissione del calore

È noto che la trasmissione di calore da un corpo caldo a un corpo freddo può avvenire per conduzione, convezione e irraggiamento.
Per conduzione, la trasmissione del calore avviene attraverso la massa di un corpo. La quantità di calore ΔW trasmessa nel tempo Δt, tra due punti aventi differenza di temperatura Δθ, attraverso la sezione A, è direttamente proporzionale ai termini suddetti e inversamente proporzionale alla distanza d tra i due punti. Essa è inoltre dipendente dal tipo di materiale, secondo il coefficiente di conducibilità termica K_t [W/K m], ed è quindi data da:

$$\Delta W = \frac{K_t \cdot \Delta\theta \cdot \Delta t \cdot A}{d}$$

La potenza termica trasmessa risulta:

$$P_c = \frac{\Delta W}{\Delta t} = \frac{K_t \cdot \Delta\theta \cdot A}{d} \Rightarrow \frac{P_c}{\Delta\theta} = \frac{K_t \cdot A}{d}$$

I metalli sono buoni conduttori di calore e hanno un elevato valore di conducibilità termica, i materiali isolanti sono caratterizzati da piccoli valori di K_t

	Kt [W/K m]
Rame	*390*
Alluminio	*200*
Resine	*(0,15÷0,3)*
Materiali ceramici	*(0,15÷0,3)*

Tab. 8.2.2.1 - valori di K_t di metalli conduttori e materiali isolanti

In base all’analogia con i sistemi elettrici:

Conduttanza termica $G_t = \frac{K_t \cdot A}{d}$ $\frac{d}{K_t \cdot A} = R_t$ Resistenza termica

L’irraggiamento invece è la trasmissione del calore a mezzo di onde elettromagnetiche; la convezione avviene invece tramite i moti convettivi dei fluidi, originati dalla diminuzione di peso specifico causata dal riscaldamento e dal conseguente moto ascensionale del fluido caldo.

Il calore ΔW che viene ceduto da un corpo per irraggiamento e convezione è proporzionale alla differenza di temperatura Δθ tra corpo e ambiente, alla superficie di scambio termico A e all’intervallo di tempo considerato Δt; esso è inoltre dipendente dal coefficiente globale di trasmissione termica λ [W/K m^2]. Si ha:

$$\Delta W = \lambda \cdot \Delta\theta \cdot A \cdot \Delta t \Rightarrow \frac{\Delta W}{\Delta t} = P_c = \lambda \cdot \Delta\theta \cdot A$$

valida per un campo di temperature ristrette e per il quale possa essere considerato λ costante.

Si possono assumere i seguenti valori di λ:

Aria (convezione naturale): λ=(12÷20) W/K m^2 per Δθ=(30÷90) K

Aria (convezione forzata): λ=15$v^{0,66}$ essendo v la velocità dell’aria (30÷90 m/s)

In base all’analogia con i sistemi elettrici:

Conduttanza term. globale $G_t = \lambda \cdot A$ $\frac{1}{\lambda \cdot A} = R_t$ Resistenza term. globale

Ed ancora si può definire una resistività termica:

$$\rho_t = R_t \frac{A}{d}$$

8.3 PORTATA DI CORRENTE DEI CAVI ELETTRICI

La corrente massima ammissibile è la portata massima e non esiste un unico valore caratteristico: occorre conoscere le condizioni di posa e la temperatura ambiente e far riferimento alle tabelle fornite appositamente dal costruttore del cavo. La portata massima si ha quando il cavo è in posa non raggruppata, con un buon raffreddamento ed una bassa temperatura ambiente. Infatti, per il calcolo della portata massima, cioè della massima corrente transitabile con un determinato tipo di posa ad una data temperatura ambiente, si deve considerare che, a regime, la potenza termica prodotta per effetto joule dal passaggio di corrente, è ceduta all'ambiente attraverso la superficie dell'isolante. La potenza termica trasmessa all'ambiente è proporzionale alla differenza tra la temperatura del cavo e la temperatura ambiente. La massima temperatura ammessa per il cavo è quella che consente una durata di vita accettabile per il tipo di isolante usato. Dall'equazione di equilibrio termico si perviene alla formula che permette di ricavare la portata:

$$I_z = p \cdot radQ \cdot \left(K \cdot D \cdot d^2 \cdot \frac{T_{is} - T_a}{r} \right)$$

dove:

- Tis: è la temperatura massima ammessa per l'isolante;
- Ta: è la temperatura ambiente;
- S: la superficie disperdente del cavo;
- r: la resistività del rame alla temperatura Tis;
- d: il diametro del del conduttore;
- D: il diametro del cavo;
- K: è il coefficiente di trasmittanza termica globale che dipende fortemente dal tipo di posa.

E' questo un valore di difficile determinazione teorica ed è per questo motivo si forniscono tabelle di portata per i vari tipi di cavo e per ogni sezione, nelle diverse condizioni di posa.

L'utilizzo di inverter e motori in media tensione o in bassa tensione comporta rilevanti differenze sulle sezioni dei cavi necessarie. Nella tabella 5.5.1 si sono già evidenziati i diversi assorbimenti dei motori alimentati con tensioni diverse: sicuramente, da tale punto di vista, le macchine in M.T. hanno un evidente vantaggio.

Nelle tabelle seguenti è possibile osservare le portate di corrente di cavi in B.T. e in M.T.

TIPOLOGIA DEL CAVO						
	A Cavo unipolare • *isolamento in gomma* • *isolamento in PVC* • *isolamento in TPE* • *resistente al calore*	**B** Cavi multipolari e prolunghe per impieghi domestici e manuali • *isolamento in gomma* • *isolamento in PVC* • *isolamento in TPE*		**C** Cavi multipolari e prolunghe (esclusi impieghi domestici e portatili) • *isolamento in gomma* • *isolamento in PVC* • *isolamento in TPE* • *resistente al calore*	**D** Cavi multipolari in gomma resistente *≤ 0,6 / 1kV* Cavi unipolari in gomma speciale *0,6 / 1kV o 1,8 / 3kV*	
Metodo di installazione	≥d ≥d				≥d ≥d	
Numero di conduttori attivi	1	2	3	2 o 3	3	1
Sezione nominale in mm²	Portata di corrente in A	Portata di corrente in A		Portata di corrente in A	Portata di corrente in A	
0,08	1,5	-	-	1	-	-
0,14	3	-	-	2	-	-
0,25	5	-	-	4	-	-
0,34	8	-	-	6	-	-
0,5	12	3	3	9	-	-
0,75	15	6	6	12	-	-
1	19	10	10	15	-	-
1,5	24	16	16	18	23	30
2,5	32	25	20	26	30	41
4	42	32	25	34	41	55
6	54	40	-	44	53	70
10	73	63	-	61	74	98
16	98	-	-	82	99	132
25	129	-	-	108	131	176
35	158	-	-	135	162	218
50	198	-	-	168	202	276
70	245	-	-	207	250	347
95	292	-	-	250	301	416
120	344	-	-	292	-	488
150	391	-	-	335	-	566
185	448	-	-	382	-	644
240	528	-	-	453	-	775
300	608	-	-	523	-	898
400	726	-	-	-	-	-
500	830	-	-	-	-	-

Tab. 8.3.1 - Portata di corrente di cavi e conduttori con tensione nominale fino a1000 V resistenti al calore, a temperatura ambiente +30°C
DIN VDE 0298-4, 2003-08

I valori della tabella 8.3.1 devono essere declassati considerando ulteriori fattori di conversione:

- differenti temperature ambiente;

- cavi multipolari con piu di tre conduttori fino a sezioni di 10mm^2;
- cavi e conduttori resistenti alle alte temperature, con temperatura ambiente > 50°C;
- per cavi avvolti su tamburo o bobina;
- raggruppamenti di cavi unipolari e multipolari in condotti e canaline posati a pavimento e a soffitto;
- raggruppamenti di cavi multipolari in canaline;
- raggruppamenti di cavi unipolari in canaline.

Tensione [kV]	Sezione [mm²]	Max portata di corrente in aria 30 °C (single core in formato trifoglio) [A]	Max portata di corrente in terra (T 20 °C, profondità 1 m, gtr Km / W) [A]
3,6 / 6	1x35	187	188
3,6 / 6	1x50	225	222
3,6 / 6	1x70	281	272
3,6 / 6	1x95	344	326
3,6 / 6	1x120	398	370
3,6 / 6	1x150	454	415
3,6 / 6	1x185	522	469
3,6 / 6	1x240	621	542
3,6 / 6	1x300	717	611
3,6 / 6	1x400	830	691
3,6 / 6	1x500	963	780
3,6 / 6	1x630	1113	877
6 / 10	1x35	190	188
6 / 10	1x50	229	222
6 / 10	1x70	285	272
6 / 10	1x95	349	326
6 / 10	1x120	404	370
6 / 10	1x150	460	416
6 / 10	1x185	526	468
6 / 10	1x240	627	542
6 / 10	1x300	721	611
6 / 10	1x400	833	692
6 / 10	1x500	964	781
6 / 10	1x630	1114	878

Tab. 8.3.2 – Portata di corrente di cavi in M.T. di produzione Prysmian Cables & Systems

La tabella 8.3.2 invece si riferisce a cavi di potenza per media tensione di produzione Prysmian Cables & System (da 3,6/6 (7,2) kV a 18/30 (36) kV (XLPE/CuT/PVC or XLPE/CuT/LS0H)).
Da tutto ciò è possibile comprendere che utilizzare sistemi in media tensione permette di usare cavi di potenza con sezione decisamente minore. Sezioni minori inoltre facilitano la posa dei cavi, in quanto possiedono valori di raggio minimo di curvatura - sotto cui non bisogna scendere durante la posa o l'utilizzo del cavo stesso per non comprometterne l'integrità - migliori rispetto a cavi di sezione maggiore.
Inoltre cavi in media tensione permettono di avere distanze maggiori tra motore e fonte di alimentazione in quanto presentano cadute tensione decisamente inferiori. Ciò si può dedurre semplicemente dal fatto che la corrente di impiego per alimentare un motore risulta:

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

Calcolato tale valore è possibile valutare la sezione del cavo necessaria prendendo come riferimento le tabelle delle portate dei cavi. A questo punto si può calcolare la caduta di tensione

$$\Delta V = \frac{K \cdot I_B \cdot l}{1000},$$

dove K [mV/A·m] è il coefficiente che tiene conto della caduta di tensione del cavo, da cui infine è possibile calcolare la caduta di tensione percentuale:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100 .$$

Risulta immediato quindi comprendere come l'utilizzo della media tensione permetta di avere lunghezze maggiori dei cavi senza che emergano problemi di caduta di tensione.

8.4 STRUTTURA DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE PIÙ DIFFUSI

8.4.1 Cavo unipolare schermato

È una elaborazione della versione di bassa tensione, con l'aggiunta del semiconduttore, sia sul conduttore che sull'isolante primario e dello schermo fisico.
Le versioni più ricorrenti tengono conto di semiconduttori nastriformi imbevuti di sostanze conduttive, che si depositano anche sull'isolante primario, o di tipo estruso riportati direttamente durante il processo di formazione del cavo.

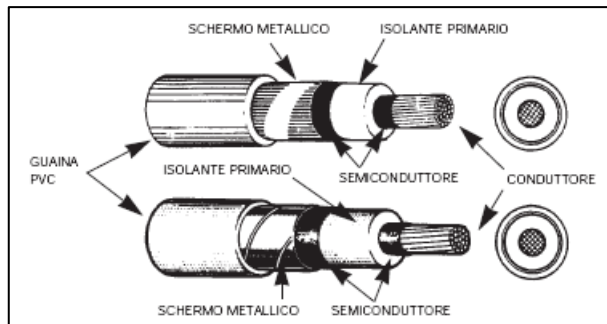



Fig. 8.4.1.1 – Cavo unipolare schermato

8.4.2 Cavo tripolare schermato

Rappresenta l'unione di tre cavi unipolari sprovvisti della guaina protettiva in PVC e costituenti un complesso tripolare.
I riempitivi consentono l'arrotondamento del sistema ed una più agevole applicazione della guaina esterna.
Per la rimozione dello schermo elettrico di questi cavi è opportuno tenere presente i seguenti punti:

- tipo con semiconduttore nastriforme: rimuovere il nastro e pulire con l'ausilio di una raspa o apposito solvente l'isolante primario per evitare

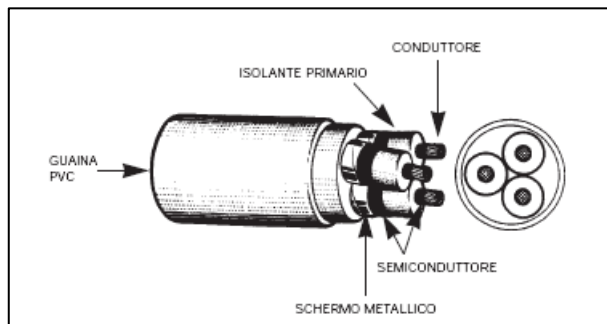



Fig. 8.4.2.1 – Cavo tripolare schermato

depositi di tracce conduttive ad esso ancorati;
- tipo con semiconduttore estruso: incidere con un coltello in senso longitudinale e trasversale il semiconduttore posto alla periferia dell'isolante per una profondità pari allo spessore, individuabile con la differenza dei colori, rimuoverlo con l'ausilio di una pinza. I segmenti di pellicola semiconduttrice, che si eliminano alla stessa stregua delle bucce di banana, lasciano l'isolante primario perfettamente pulito e privo di tracce pericolose.

8.4.3 Cavo a tre guaine di piombo

Viene utilizzato per livelli di tensione uguali o superiori a 15 kV e si compone di tre cavi unipolari, completi sino alla guaina metallica o ad una guainetta protettiva, riuniti assieme o spiratati con un passo opportuno.
Per conferire al cavo un'opportuna consistenza meccanica, il complesso dei tre cavi viene arrotondato con riempitivi fibrosi e guaina esterna di natura termoplastica. L'eventuale armatura, interposta tra i riempitivi e la guaina esterna, è sempre più raramente utilizzata, ma quando la posa si snoda in terreni franosi o comunque dove un'azione meccanica sollecita il cavo oltre le condizioni normali, essa assolve sempre un'importante funzione.

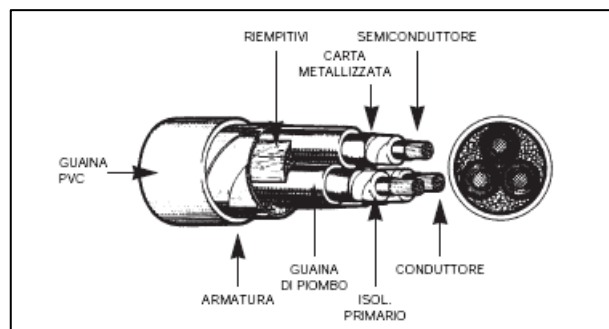



Fig. 8.4.3.1 – Cavo a tre guaine di piombo

8.4.4 Cavo tripolare di tipo cinturato

Si utilizza per livelli di tensione uguali o inferiori a 15 kV e si compone di solito di 3 conduttori sagomati (forma settorale) isolati e riuniti con l'ausilio di riempitivi, sempre in carta impregnata, e fasciati con un ulteriore spessore isolante (cintura). Una guaina in lega di piombo di conveniente spessore assicura l'integrità dell'isolante primario, mentre la guaina in PVC evita eventuali alterazioni o fenomeni di degradazione sulla guaina metallica dovuti alle molteplici condizioni di posa.
La spiralatura delle fasi, l'impregnazione dell'isolante e l'estrusione delle guaine (metallica e termoplastica) segue lo stesso procedimento visto per i precedenti tipi.

Fig. 8.4.4.1 – Cavo tribolare di tipo cinturato

8.5 REGOLE PER IL CABLAGGIO DI UN SISTEMA LOGICA – INVERTER – MOTORE CONFORME EMC IN B.T.

Considerando che più le capacità parassite sono piccole, minori sono le correnti verso terra e quindi minori sono i fenomeni EMC, le regole fondamentali che governano una buona installazione sono volte a ridurre al minimo le capacità parassite del sistema. Si noti ancora che se le capacità parassite sono grandi, oltre ai problemi EMC vi saranno grandi correnti di fuga verso terra, con possibili problemi agli interruttori differenziali di protezione.
Un corretto cablaggio di un sistema logica – inverter - motore deve essere fatto nel modo seguente:

1. La terra generale dell'edificio, deve essere connessa direttamente sia all'armadio contenente l'azionamento e la logica di comando, sia al motore.
2. L'armadio deve comprendere una piastra di fondo quale piano di massa. Tutte le masse metalliche dei componenti all'interno dell'armadio (azionamenti, filtri, ecc...) dovranno essere "bullonate" direttamente sulla piastra del piano di massa assicurandosi che ci sia una buona connessione metallo/metallo.
3. È bene prevedere una barra di terra imbullonata alla piastra di fondo, a cui fanno capo le masse e la terra del sistema.
4. I cavi di collegamento motore/inverter devono essere il più corto possibile, quadripolari (tre fasi più filo giallo/verde di terra) di tipo schermato, oppure quattro cavi non schermati fasciati fra loro e inseriti all'interno di una canalina o un tubo metallico collegato a terra. In altre parole, nello stesso cavo o nello stesso tubo ci deve essere un conduttore di terra il più vicino possibile ai cavi di potenza. Il conduttore giallo verde e lo schermo devono essere collegati a terra sia dal lato quadro che dal lato motore. Lo schermo deve essere messo a terra con una connessione a 360° (figura 8.3.1), o con morsetti speciali (figura 8.3.2); si deve assolutamente evitare la connessione a terra tramite cavetto oppure lo stesso schermo attorcigliato e imbullonato (impedenza alta alle alte frequenze).

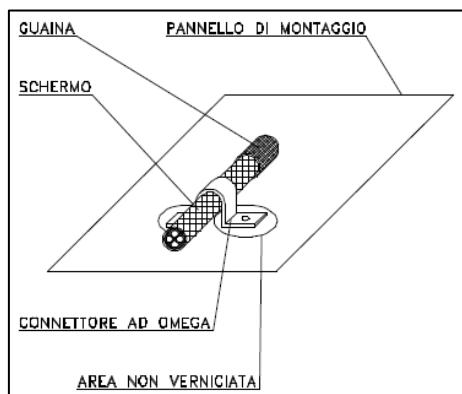



Fig. 8.3.1 – Connessione a 360° dello schermo

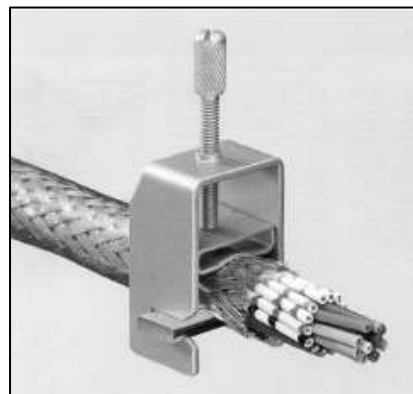



Fig. 8.3.2 – Morsetto speciale per la connessione dello schermo

Nel caso che la connessione dello schermo a terra a 360° non sia possibile all'interno della morsettiera del motore, si deve mettere a terra lo schermo sulla carcassa prima di entrare in morsettiera.

5. I cavi di alimentazione dei motori c.c. o dei motori c.a. non regolati o regolati ACVV non necessitano di schermatura.
6. Il cavo di potenza e i cavi di comando devono essere il più lontano possibile e non essere paralleli, anche se schermati; nel caso che i cavi si incrocino, devono essere disposti in modo da formare un angolo di 90°.
7. Anche se non è indispensabile, è bene mettere il cavo schermato anche nella linea di potenza in ingresso, in modo da evitare che disturbi irradiati siano portati all'esterno dal cavo. I cavi devono essere il più corto possibile ed il più vicino possibile alla piastra di fondo, inoltre i cavi di ingresso rete devono essere tenuti il più lontano possibile dai cavi di uscita motore per evitare accoppiamenti.
8. Indipendentemente dalla connessione alla terra generale dell'edificio, la carcassa del motore deve essere collegata sia allo schermo del cavo, sia al conduttore giallo/verde di terra che si trova all'interno del cavo schermato.
9. Per ridurre i disturbi irradiati dal cavo di potenza (il cavo emette disturbi anche se schermato) e proteggere l'isolamento del motore, si possono mettere degli anelli di ferrite o delle induttanze sui conduttori di potenza, il più vicino possibile all'inverter.
10. Il filtro può essere interno all'azionamento oppure esterno; in quest'ultimo caso un morsetto di terra del filtro va collegato direttamente alla sbarra di terra del quadro, l'altro morsetto (se presente) e la carcassa metallica devono essere connessi elettricamente al pannello del quadro (contatto metallo/metallo). I cavi di connessione tra filtro e inverter devono essere di lunghezza max 30 cm, se la lunghezza è maggiore si deve usare il cavo schermato. Un cavo di massa deve essere collegato al morsetto di massa del filtro e al morsetto di terra dell'inverter; se l'inverter ha due morsetti di terra, l'altro morsetto deve essere direttamente collegato alla sbarra di terra.
11. Il cavo dell'encoder deve essere schermato e connesso a terra solo dal lato dell'inverter. Verificare che lo schermo non sia collegato a terra dal lato motore controllando con un tester la connessione schermo/motore: qualora ci fosse la connessione dal lato motore e fosse impossibile eliminarla, non connettere a terra lo schermo dal lato inverter. Il giunto di collegamento encoder - motore deve essere isolato, per evitare che le correnti parassite si richiudano attraverso l'encoder. Come per tutti gli altri schermi, anche per lo schermo dell'encoder la connessione a terra deve essere a 360°.
12. L'inverter emette disturbi irradiati, di conseguenza questi disturbi possono essere captati e portati all'esterno dai cavi di collegamento, in particolare dai cavi flessibili che li irradiano nel vano di corsa. Se si vuole evitare questo inconveniente, è bene avere l'inverter e la parte di potenza in un armadio, la parte logica in un altro armadio, con i collegamenti in ingresso e uscita

dall'armadio contenente l'inverter fatti con il cavo schermato. Soltanto se l'inverter non ha una potenza elevata, può essere montato all'interno dello stesso armadio della logica; in questo caso, per ridurre al minimo l'accoppiamento dei cavi e quindi la trasmissione dei disturbi, occorre:

- Installare l'inverter e la parte di potenza (contattori, resistenza di frenatura, morsetti di uscita, ecc.) il più lontano possibile dai PLC, microprocessori, amplificatori di segnale, ecc.
- I cavi di ingresso potenza e di uscita motore devono essere lontani tra loro, inoltre i cavi di uscita devono essere schermati, con un conduttore giallo/verde di terra interno.
- Qualunque cavo, sia di comando che di collegamento esterno per vano e cabina, non deve mai essere vicino e parallelo al cavo di potenza, anche se schermato; se per necessità devono essere paralleli, è bene che siano in canaline metalliche distinte.
- Se possibile, separare con uno schermo metallico l'inverter e la parte di potenza dal resto della logica (microprocessori, PLC, cavi di collegamento esterno, ecc.)

13. Tutti i collegamenti di terra (armadio - sportello, canalina - canalina, ecc..) devono essere il più corto possibile e larghi, evitare di usare un normale conduttore cilindrico (vedi figura 8). A tal proposito si ricorda che la massa per la protezione dei radiodisturbi è un'altra cosa rispetto alla terra di sicurezza: infatti per i fenomeni EMC ad alta frequenza non si deve usare un conduttore unico, ma una maglia di fili intrecciati di sezione 10 mm2, il più largo e corto possibile. Inoltre la barra di terra deve essere il più lontano possibile dai cavi di ingresso e uscita. L'armadio contenente l'inverter deve essere metallico, con gli sportelli collegati a massa.
14. Per i cavi di comando, è bene usare doppini schermati con lo schermo collegato a terra da entrambi lati. Non è consentito usare cavi schermati con lo schermo non collegato a terra, in quanto i disturbi, in tal caso, sono maggiori che con il cavo senza schermo.
15. Qualsiasi conduttore di un cavo multipolare libero o non utilizzato, deve essere collegato a terra da entrambi i lati.
16. Per evitare interventi indesiderati dell'interruttore differenziale è bene:
    - Fare il collegamento di potenza il più corto possibile.
    - Usare interruttori differenziali progettati per armoniche.
    - Diminuire (ove possibile) la frequenza portante dell'inverter: infatti più bassa è la frequenza, maggiore è il rumore del motore, ma minori sono le correnti di fuga verso terra e minori sono anche i disturbi EMC.

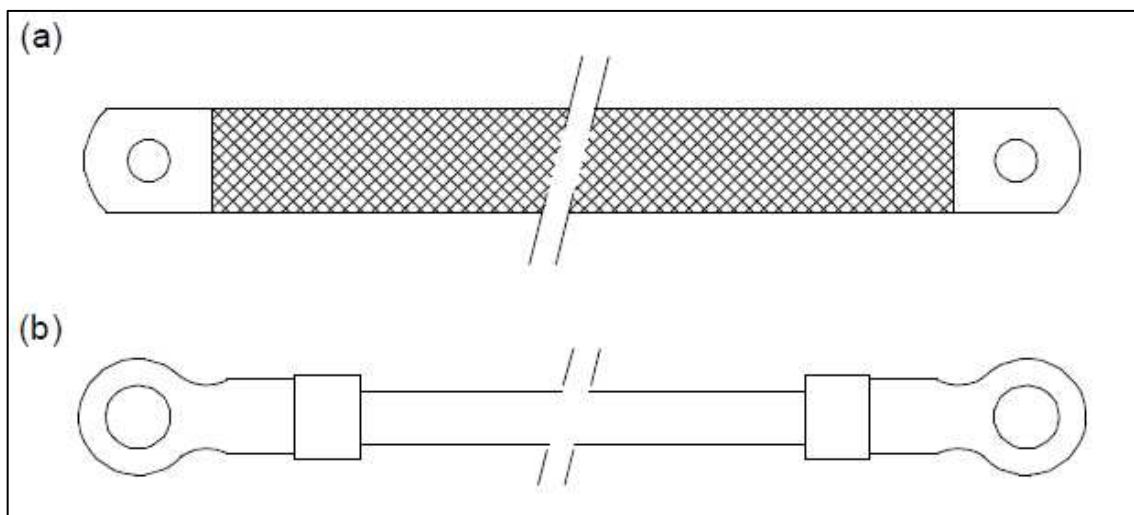



Fig. 8 - Esempi di connessioni per la messa a terra
La soluzione (a) (treccia di rame) è preferibile alla soluzione (b) (conduttore)

CAPITOLO 9

ANALISI PER L'OTTIMIZZAZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI PER UN IMPIANTO

L'analisi tratta dei vantaggi energetici derivanti dalla sostituzione dei motori attualmente installati su un laminatoio rame con gli equivalenti motori di classe EFF1 prodotti da ABB e dall'introduzione di inverter ABB (VSD) per regolare la velocità dei motori delle applicazioni. In particolare si ipotizza di passare da un sistema in corrente continua ad uno in corrente alternata sostituendo sia gli azionamenti sia i motori. L'introduzione dell'inverter per regolare la velocità dei motori accoppiati a pompe e ventilatori risulta particolarmente vantaggiosa dal momento che, con tale sistema di controllo, la potenza assorbita varia con il cubo della portata. In altri termini una riduzione del 20% della portata tramite variazione della velocità del motore permette una riduzione teorica nei consumi energetici prossima al 50% della potenza assorbita.
Dall'analisi energetica è stata ricavata anche una stima economica dei risparmi conseguibili attraverso l'installazione dei prodotti considerati.
Dove i dati a disposizione non sono stati sufficienti per consentire un'analisi approfondita delle applicazioni, i risultati riportati sono frutto di ipotesi basate sui dati più comuni riscontrabili sul mercato; i valori ottenuti sono da intendersi come cautelativi, da considerarsi perciò come ragionevole stima del minimo risparmio possibile attraverso gli interventi suggeriti.

9.1 CARATTERISTICHE DEI MOTORI ABB AD ALTA EFFICIENZA

I motori ABB serie M3AA a EFF1 sono motori ad elevati standard di efficienza che presentano come caratteristiche principali dei bassi costi di esercizio, una maggiore durata della vita del motore, bassi livelli di rumorosità, elevata affidabilità e rispetto per l'ambiente. Caratteristica fondamentale per un motore ad elevata efficienza è la minor energia dispersa dallo stesso sotto forma di calore.

Fig. 9.1.1 – Motori ABB serie M3AA

Per raggiungere simili prestazioni i motori ABB presentano:

- minori perdite nel ferro grazie alla migliore qualità dell'acciaio e a lamine più sottili per cui pacchi più lunghi e minore traferro;

- minori perdite nel rotore grazie alla maggiore sezione delle barre di conduzione e degli anelli di cortocircuito;
- minori perdite nel rame dello statore attraverso un’ottimizzazione della forma delle cave statoriche ed un aumento del volume del rame nello statore;
- minori perdite per ventilazione e frizione grazie a ventole più piccole, migliori cuscinetti e a un rotore bilanciato dinamicamente;
- minori perdite addizionali a pieno carico in seguito ad un’ottimizzazione della geometria delle cave.

Altro fattore determinante per un motore ad EFF1 è che, scaldando meno, allunga la durata di vita dei propri avvolgimenti, con una conseguente diminuzione della manutenzione sullo stesso. La minor produzione di calore fa sì che si abbiano ventole di raffreddamento più piccole e minori perdite meccaniche nonché un aumento della vita degli isolanti e del grasso lubrificante.

I motori ad EFF1 presentano, infine, una maggiore capacità di sopportare squilibri e variazioni della tensione di rete di alimentazione ed una maggiore predisposizione al funzionamento con inverter.

9.2 CARATTERISTICHE DEGLI INVERTER ABB SERIE ACS550

Gli ACS550 sono inverter vettoriali sensorless, tra le loro principali caratteristiche annoverano:

- pannello di controllo alfanumerico remotabile, con dialogo possibile in 15 lingue;
- filtro EMC per primo ambiente (ambiente civile), montato a bordo come standard;
- induttanze a saturazione variabile in corrente continua per la soppressione e riduzione delle armoniche (fino al 25% in meno rispetto alle normali reattanze in corrente continua);
- ottimizzazione automatica della rumorosità in funzione della temperatura di funzionamento dell’azionamento;
- configurazione a macro predefinite, studiate appositamente per ridurre i tempi di messa in servizio nelle più comuni applicazioni;
- condizioni ambientali di funzionamento da -15°C a +50°C, con declassamento da 40°C a 50°C del solo 1% (in corrente) ogni grado;
- funzionamento con umidità relativa fino a 95%;
- protocolli Modbus integrato (RS485);
- alimentazione 380V - 480V +10% / -15%; 208V - 240V +10% / -15% (autoidentificazione della linea di ingresso);

Fig. 9.2.1 – Inverter ABB serie ACS550

- timer interno;
- funzioni di diagnostica e manutenzione programmata;
- help sempre disponibile sul pannello di controllo;
- possibilità di monitorare variabili di processo (pressione, portata, temperatura, velocità di rotazione) direttamente su pannello di controllo dell'azionamento, in unità di misura ingegneristiche.

9.3 SITUAZIONE ATTUALE

I motori alimentati in corrente continua presi in considerazione per l'analisi sono la gabbia principale, la gabbia bordatrice e i motori che azionano la via a rulli; il motore per l'aspirazione della gabbia, il ventilatore di combustione e le pompe della mandata dell'olio di lubrificazione sono invece in corrente alternata. Le macchine in continua risultano controllate da convertitori, mentre quelle in alternata non lo sono.
Le ultime tre applicazioni evidenziate, pompe e ventilatori, sono parzializzate da valvole e serrande. Le potenze in questione risultano essere 75 kW, 90 kW e 160 kW. Secondo i dati forniti i due ventilatori sono in funzione 250giorni all'anno, mentre le pompe operano per 220 giorni annui 24 ore su 24.
I quadri di controllo risultano avere più di 20 anni di età e distano circa 150 metri dall'applicazione.
Le caratteristiche dei vari motori sono riportate in figura 9.3.1, mentre in figura 9.3.2 è possibile osservare lo schema di principio del laminatoio con la disposizione dei vari motori.

9.4 ANALISI DEI POTENZIALI RISPARMI OTTENIBILI PER LA VIA A RULLI

La via a rulli azionata in continua è composta da 122 motori distribuiti su 7 "tavole". Le potenze dei motori variano da 4 kW a 10 kW per un totale di 716 kW installati.
Dal rilevamento dei consumi si è osservato come ci siano punte di assorbimento di 700 kW, ma come ci sia una base fissa di potenza richiesta alla rete di 100 kW dovuta al fatto che i rulli comunque girano, anche se poco, a processo fermo.
Il passaggio dall'alimentazione in corrente continua all'alternata sotto inverter, da un punto di vista energetico porta ai due seguenti macro vantaggi:

- eliminazione dell'assorbimento fisso di 100 kW attraverso una corretta taratura degli inverter;
- riduzione dei picchi di assorbimento grazie alla maggiore efficienza dei motori in corrente alternata rispetto ai motori in corrente continua.

AZIONAMENTO	UBICAZIONE QUADRO	QUANTITA'	TIPO	ECCITAZIONE	SOVRATEMP. [°C]	VELOCITA' [giri/min] BASE	VELOCITA' [giri/min] MAX	CORRISPONDENZA VELOCITA' DI FUNZIONAMENTO [giri/min]	CORRISPONDENZA VELOCITA' DI FUNZIONAMENTO [m/min]	PD² MOTORE kgm²	PD² TOTALE kgm²	POTENZA	VOLT	AMPERE	RESISTENZA OHM x 10⁻³ ARM.	RESISTENZA OHM x 10⁻³ AVV. SERIE	L ARM [mH]	DATI DI ECCITAZIONE COST. T [sec]	TENS. [V]	RES [OHM]	ECC. PIENO CARICO (A) VEL. BASE B	ECC. PIENO CARICO (A) B+(M-B)/3	ECC. PIENO CARICO (A) VEL. MAX M	SENSO ROTAZ.	CARICHI MAX % PER 2 ORE FREQ. RIP. VEL. BASE	FREQ. RIP. VEL. MAX	OCCAS. VEL. BASE	OCCAS. VEL. MAX	SCATTO CENTRIF. [giri/min]	TACHIMETRICA TIPO	TACHIMETRICA [giri/min]	TACHIMETRICA [V]
						(1)	(1)				(2)	(1)	(1)	(1)	(3)(4)	(4)			(1)	(4)				(5)							(6)	(6)
GABBIA PRINCIPALE	A	1	MCF162	INDIP.	75	33	66	66	200	170000	200000	2,6MW	700	4150	16,1		0,8	4,5	120	0,32	375	294	133	REV.	250		275		73	2x5BC46	66	52,8
GABBIA BORDATRICE	D	1	MCD7452	INDIP.	60	600	1200	1200	220	270	530	300kW	500	650	318,4	292	0,48	1,8	88	2,19	40	31,6	14,7	REV.	225		275		1320	2x5BC46	1200	120
VITONI VELOCI	D	2	MD812	INDIP.	75	515		1000	1,5	37,3	101,3	•100Hp	230	357	37,9		1,96		230	43,4	6,16			REV.	250					2x5BC46	1000	100
VITONI LENTI	D	2	MD808	INDIP.	75	575		750	0,009	15,3	18,3	○50Hp	230	182	97,2		3,74		230	84,5	3,11			REV.	300					5BC46	750	75
AVVOLGITORE (Rulli piegatori)	D	1	MCD5453N	INDIP. +SERIE	60	1000		1000	160	73	83,4	240kW	500	520	20,9	0,26	0,69		201	11,8	17			PARZ. REV.	200					5BC46	1000	100
RULLO A PETTINE ENTRATA	E	1	MD808	INDIP.	75	575		750	220	15,3	62,8	•50Hp	230	182	97,2		3,74		230	84,5	3,11			REV.	250							
RULLO A PETTINE USCITA	E	1	MD808	INDIP.	75	575		750	220	15,3	62,8	•50Hp	230	182	97,2		3,74		230	84,5	3,11			REV.	250							
TAVOLA 1 Via a rulli tra i forni di riscaldo	E	17	MDT804D3	INDIP.	75	135		250	220	5,1	195,1	•4Hp	230	19,4	3270		5,6		230	108	2,42			REV.	320							
TAVOLA 2a Via a rulli cesoia II	E	11	MDT804D2	INDIP.	75	335		750	220	5,1	41,1	•10Hp	230	39,4	820		5,6		230	108	2,42			REV.	320							
TAVOLA 2b Via a rulli entrata	E	5	MDT804D2	INDIP.	75	335		750	220	5,1	41,1	•10Hp	230	39,4	820		5,6		230	108	2,42			REV.	250							
TAVOLA 2c Via a rulli entrata	E	4	MDT804D2	INDIP.	75	335		750	220	5,1	41,1	•10Hp	230	39,4	820		5,6		230	108	2,42			REV.	250							
TAVOLA 3 Via a rulli davanti ai forni	E	14	MDT804D3	INDIP.	75	135		250	220	5,1	195,1	•4Hp	230	19,4	3270		5,6		230	108	2,42			REV.	250							
TAVOLA 4 Via a rulli di lavoro entrata	E	30	MDT806D3	INDIP.	75	125		220	220	5,1	140,1	•6,5Hp	230	30,9	2280		4,96		230	110	2,46			REV.	200							
TAVOLA 5 Via a rulli di lavoro uscita	E	23	MDT806D3	INDIP.	75	125		220	220	5,1	140,1	•6,5Hp	230	30,9	2280		4,96		230	110	2,46			REV.	200							
TAVOLA 6a Via a rulli uscita	E	4	MDT804D2	INDIP.	75	335		750	220	5,1	41,1	•10Hp	230	39,4	820		5,6		230	108	2,42			REV.	250							
TAVOLA 6b Via a rulli uscita	E	5	MDT804D2	INDIP.	75	335		750	220	5,1	41,1	•10Hp	230	39,4	820		5,6		230	108	2,42			REV.	250							
TAVOLA 7 Via a rulli cesoia I	E	9	MDT804D2	INDIP.	75	335		750	220	5,1	41,1	•10Hp	230	39,4	820		5,6		230	108	2,42			REV.	250							
AVVOLGITORE (Rulli culla)	D	1	CD445	INDIP.	60	1000	1150	1150	184	4,8	8,6/23	40kW	500	89,7	233		6,4		228,7	45,91	4,99	4,57	3,73	PARZ. REV.	200					5BC46	1150	115

(1) Valori nominali
(2) PD² ridotto all'albero motore comprensivo del PD² del motore e del PD² dell'azionamento
(3) Resistenza totale degli avvolgimenti di indotto e dei circuiti serie
(4) Valori corrispondenti alla temperatura di funzionamento della macchina
(5) OR=senso orario AOR=senso antiorario
(6) Valori corrispondenti alla velocità max del motore

• MOTORI CON CICLO DI CARICO AD INTERMITTENZA DEL 60%
○ MOTORI CON CICLO DI CARICO AD INTERMITTENZA DEL 40%

N.B. IL MOTORE AVVOLGITORE RULLI PIEGATORI DA 240kW VERRA' IMPIEGATO PER UNA POTENZA MASSIMA DI 200kW

Fig. 9.3.1 – Caratteristiche dei motori del laminatoio rame

Denominazione	Tavola	N.° Motorulli	Potenza	Giri/min
Via a rulli tra i forni di riscaldo	1	17	4 kW	250
Via a rulli cesoia II	2a	11	10 kW	750
Via a rulli di entrata	2b	5	10 kW	750
Via a rulli di entrata	2c	4	10 kW	750
Via a rulli davanti ai forni	3	14	4 kW	250
Via a rulli di lavoro entrata	4	30	4 kW	220
Via a rulli di lavoro uscita	5	23	4 kW	220
Via a rulli di uscita	6a	4	10 kW	750
Via a rulli di uscita	6b	5	10 kW	750
Via a rulli di uscita cesoia I	7	9	10 kW	750

Fig. 9.3.2 – Schema meccanico di principio del laminatoio rame

Una stima molto veloce permette di quantificare il risparmio in circa 110.000 €.
La proposta impiantistica studiata prevede:

- sostituzione dei motori alimentati in corrente continua con motori in corrente alternata in grado di lavorare in un ambiente che presenta temperature elevate;
- sostituzione dell'attuale quadro elettrico;
- installazione di inverter: in tal caso le opzioni possono essere due che consistono nell'uso di inverter multidrive con un controllo diretto di ogni motore oppure di inverter singledrive con un controllo di tutto il gruppo motori di ogni tavola; in quest'ultimo caso verrebbero utilizzati solamente 10 inverter;
- sostituzione dei cavi con una valutazione delle distanze per l'applicabilità degli inverter.

Per avere una valutazione ottimale nello studio dei possibili vantaggi economici dati dalla sostituzione del gruppo inverter – motore, verranno prese in esame due casistiche. La prima valuta i risparmi ottenibili dalla sola introduzione di nuovi azionamenti in corrente continua ed una logica di funzionamento che magnetizzi i motori in corrente continua presenti sull'impianto solo quando questi debbano effettivamente funzionare, la seconda considera invece il caso in cui vengano sostituite tali macchine con motori in corrente alternata ed introdotti quindi inverter in corrente alternata.
Nella tabella 9.4.1 sono riportati i codici che nel seguito identificheranno i due casi proposti.

CODICE APPLICAZIONE	APPLICAZIONE
1	*Soluzione in corrente continua*
2	*Soluzione in corrente alternata*

Tab. 9.4.1 – Codici dei casi proposti

Dal sopralluogo presso l'impianto e dai profili di assorbimento ottenuti è stato possibile stimare il consumo annuale di energia elettrica attuale e quello ottenibile dall'introduzione di inverter in continua od alternata. Sono stati considerati tutti i fattori che sono in grado di migliorare l'efficienza energetica dell'impianto come rendimenti di motori e convertitori, sprechi di energia per cattive regolazioni o malfunzionamenti degli inverter, risparmio dato dall'eliminazione delle eccitatrici, ecc.

CODICE APPLICAZIONE	CONSUMO ATTUALE STIMATO [kWh]	CONSUMO CON INVERTER STIMATO [kWh]	RISPARMIO OTTENIBILE STIMATO [kWh]
1	*1.320.000*	*976.800*	*343.200*
2	*1.320.000*	*712.800*	*607.200*

Tab. 9.4.2 – Consumo annuale di energia elettrica attuale e stimato

Dai valori di consumo energetico, ponendo un costo dell'energia pari a 0,11 €/kWh, è possibile ricavare il risparmio annuo in bolletta.

CODICE APPLICAZIONE	RISPARMIO IN €
1	*37.753*
2	*66.792*

Tab. 9.4.3 – Risparmio ottenibile in bolletta

In sede di calcolo si è posto che i motori in corrente alternata proposti abbiano un'efficienza superiore a quelli dei motori attualmente in campo di circa il 10%.

9.5 ANALISI DEI POTENZIALI RISPARMI OTTENIBILI PER POMPE E VENTILATORI

Le pompe ed i ventilatori sono già alimentate in corrente alternata, ma non controllate da inverter e parzializzate da valvole e serrande. Le potenze in questione sono 75 kW, 90 kW e 160 kW. Quindi è analizzato il risparmio energetico ottenibile introducendo il controllo di velocità variabile (VSD) sui sistemi di ventilazione e pompaggio.
Nella tabella 9.5.1 sono riportati i codici che nel seguito identificheranno le varie applicazioni e la potenza installata.

CODICE APPLICAZIONE	APPLICAZIONE	POTENZA
A	*Aspirazione Gabbia DaC*	*90 kW*
B	*Ventilatore di combustione E.F.*	*75 kW*
C	*Pompe mandata olio lubrificazione c/o suoamic*	*160 kW*

Tab. 9.5.1 – Codici delle applicazioni e relativa potenza installata

Secondo i dati di lavoro i due ventilatori sono in funzione 250 giorni all'anno, mentre le pompe operano per 220 giorni annui 24 ore su 24.
Dai dati di potenza riportati nella tabella 9.5.1 è stato possibile valutare portata e prevalenza delle tre applicazioni. Pensando quindi che i due ventilatori possano operare all'85% della portata nominale e che le pompe possano modulare la portata in continuo dal 60% al 100% della nominale, è stato possibile ricavare una stima del consumo attuale e di quello ottenibile dall'introduzione di inverter.

CODICE APPLICAZIONE	CONSUMO ATTUALE STIMATO [kWh]	CONSUMO CON INVERTER STIMATO [kWh]	RISPARMIO OTTENIBILE STIMATO [kWh]
A	*327.068*	*272.132*	*54.936*
B	*245.301*	*204.099*	*41.202*
C	*627.169*	*500.516*	*126.653*

Tab. 9.5.2 - Consumo annuale di energia elettrica attuale e stimato

Ponendo un costo dell’energia pari a 0,11 €/kWh ed ipotizzando un costo budgetario per l’acquisto dell’inverter è possibile ricavare i tempi di payback, il risparmio annuo in bolletta e l’NPV a 5 anni dell’investimento.

CODICE APPLICAZIONE	COSTO INVESTIMENTO [€]	RISPARMIO ANNUO [€]	PAYBACK [ANNI]
A	10.000	6.043	1,7
B	8.000	4.532	1,8
C	20.000	13.932	1,4

Tab. 9.5.3 – Riepilogo dei costi dell’investimento, del risparmio ottenibile in bolletta e dei tempi di payback

Dai valori indicati nelle precedenti tabelle è quindi possibile ricavare una tabella riepilogativa che riporti i risparmi ottenibili nel momento in cui si realizzassero tutti e tre gli interventi:

RIEPILOGO	
Consumo attuale stimato	1.199.538 [kWh/anno]
Consumo ottenibile stimato	976.747 [kWh/anno]
Risparmio stimato	222.791 [kWh/anno]
Risparmio annuo stimato	24.507 [€/anno]
Costo budgettario investimento	38.000 [€]
NPV a 5 anni	68.103 [€]
Tempo di payback	1,6 [anni]

9.5.1 Altri vantaggi

L’utilizzo di inverter nell’applicazione consente ulteriori vantaggi oltre al risparmio energetico:

- Grazie al controllo della velocità dei motori tramite inverter i costi di manutenzione vengono ridotti perché il motore, non avviandosi direttamente da rete, subisce un’accelerazione simile a quella che avrebbe utilizzando un soft starter. Questo fa sì che non subisca più gli stress dovuti alle correnti di spunto a tutto vantaggio di cuscinetti, gabbia di scoiattolo ed avvolgimenti.
- Oltre ai vantaggi diretti sul motore saranno evitati colpi d’ariete nelle condotte e si ridurrà la necessità di manutenzione delle cinghie.
- L’inverter consente di ottenere una minore rumorosità.
- Il fenomeno descritto deriva dalla seguente legge che garantisce la diminuzione sonora in funzione della velocità di rotazione del motore

$$[dB(A)] = 55 \cdot \log\left(\frac{n_1}{n_2}\right)$$

  dove n_1 è la velocità di rotazione effettiva, n_2 quella nominale.
- La regolazione di portata mediante inverter garantisce un $\cos\varphi$ prossimo all’unità. Questo riduce la potenza reattiva assorbita.

9.6 ANALISI DEI POTENZIALI RISPARMI OTTENIBILI PER LE GABBIE

La gabbia principale e la gabbia bordatrice sono alimentate in corrente continua tramite convertitore. Le potenze in questione sono 2600 kW e 300 kW come si può notare in figura 9.3.1. Quindi è analizzato il risparmio energetico ottenibile sostituendo i motori in corrente continua con macchine in alternata ed introdotti quindi inverter in corrente alternata.
Nella tabella 9.5.1 sono riportati i codici che nel seguito identificheranno le varie applicazioni e la potenza installata.

CODICE APPLICAZIONE	APPLICAZIONE	POTENZA
A	*Gabbia principale*	*2600 kW*
B	*Gabbia bordatrice*	*300 kW*

Tab. 9.6.1 - Codici delle applicazioni e relativa potenza installata

Dal sopralluogo presso l'impianto e dai profili di assorbimento ottenuti è stato possibile stimare il consumo annuale di energia elettrica attuale e quello ottenibile dall'introduzione di inverter in alternata. Secondo i dati di lavoro le due gabbie sono in funzione 320 giorni all'anno, 20 ore al giorno.
Sono stati considerati tutti i fattori che possono migliorare l'efficienza energetica dell'impianto come rendimenti di motori e convertitori, sprechi di energia per cattive regolazioni o malfunzionamenti degli inverter, risparmio dato dall'eliminazione delle eccitatrici, ecc.

CODICE APPLICAZIONE	CONSUMO ATTUALE STIMATO [kWh]	CONSUMO CON INVERTER STIMATO [kWh]	RISPARMIO OTTENIBILE STIMATO [kWh]
1	*16.640.000*	*15.433.600*	*1.206.400*
2	*1.920.000*	*1.780.800*	*139.200*

Tab. 9.6.2 - Consumo annuale di energia elettrica attuale e stimato

Dai valori di consumo energetico, ponendo un costo dell'energia pari a 0,11 €/kWh, è possibile ricavare il risparmio annuo in bolletta.

CODICE APPLICAZIONE	RISPARMIO IN €
1	*132.704*
2	*15.312*

Tab. 9.6.3 – Risparmio ottenibile in bolletta

In sede di calcolo si è posto che i motori in corrente alternata proposti abbiano un'efficienza superiore a quelli dei motori attualmente in campo di circa il 10%.

9.7 CONSIDERAZIONI FINALI

I valori ottenuti risultano molto interessanti in quanto indicano un risparmio in bolletta molto consistente in tutte le applicazioni analizzate.
Ai benefici economici si aggiungono anche quelli ambientali tramite un minore consumo di energia primaria e minori emissioni di CO_2.
In sede di calcolo si sono considerati i valori forniti, ove non riportati ci si è basati sui valori più frequentemente presenti sul mercato. In particolare è opportuno considerare che il costo dell'energia elettrica è stato posto pari a 0,11 €/kWh. Tale dato infatti ha grande peso sul valore dei risultati ottenuti.
La bontà dei risultati dipende dai dalla precisione dei dati forniti in fase di analisi. I risultati dell'analisi vanno intesi con un'accuratezza dell'ordine del ±10%. Eventuali diversità da quanto fornito possono comportare variazioni anche significative dei risultati ottenuti.

CONCLUSIONI

Di solito l'attenzione sia del gran pubblico che dei decisori politici quando si parla d'energia e di disponibilità energetica, è focalizzata sulle fonti rinnovabili ed in subordine sui risparmi d'energia termica realizzabili negli edifici. Poco si dibatte sulla possibilità di risparmiare applicando concetti di efficienza nel campo degli usi dell'elettricità ed in particolare in quello dei motori elettrici. Infatti, in Italia, ove il mix produttivo e prevalentemente basato su energia da combustibili fossili, non solo evitando di consumare 1 kWh elettrico si risparmiano circa 3 kWh in termini di energia primaria , ma il potenziale di risparmio d'elettricità dei motori elettrici è assai elevato sia nel settore industriale che nel terziario.
Già dall'inizio degli anni 90 gli esperti dell'Unione e della Commissione Europea si sono resi conto delle grandi potenzialità di risparmio in questo campo. Nei paesi industrializzati i motori elettrici assorbono fra il 40 ed il 60% di tutta l'elettricità consumata. In Italia l'energia assorbita dai circa 18 milioni di motori esistenti consuma si stima sia circa 105 TWh/anno.
Nel settore industriale i motori elettrici consumano fra il 60 e l'80% di tutta l'elettricità richiesta nel settore.
I sistemi azionati da motori elettrici costituiscono di gran lunga il più importante tipo di carico elettrico. Sono impiegati in una vasta gamma d'applicazioni ed è per questo che rappresentano un importante obiettivo di risparmio energetico.
Nell'industria la maggior parte dei motori è usata per periodi abbastanza lunghi, per cui, al termine della durata di vita (12 – 20 anni) un motore elettrico ha consumato quantità di elettricità di costo pari a 60 a 100 volte il costo d'acquisto del motore stesso. Per questo motivo anche miglioramenti d'efficienza anche di pochi punti percentuali giustificano la sostituzione di motori obsoleti, con tempi di ritorno dell'investimento assai brevi. Le misure d'efficienza energetica nel campo dei sistemi di motori elettrici hanno quasi tutte redditività assai elevata, appunto perché i costi correnti dell'energia sono preponderanti (95-99%) rispetti ai costi d'acquisto dei motori. Di conseguenza, gli interventi di promozione dell'efficienza energetica in questo campo dovrebbero avere ben più alta priorità e maggiore attenzione rispetto ad altri meno redditizi ma forse più spettacolari.
Numerosi però sono gli ostacoli all'efficienza energetica nel campo dei motori elettrici. La loro natura varia da difficoltà legate alla struttura del mercato, a conflitti organizzativi e budgetari interni alle industrie stesse, ostacoli economici e finanziari ed infine, naturalmente, a difficoltà tecniche specifiche delle varie tecnologie.
Il mercato dei sistemi azionati da motori elettrici presenta molti soggetti coinvolti e quindi i vari programmi di efficienza energetica che possono essere attivati debbono necessariamente tener conto dei punti di vista dei vari operatori e quindi essere specifici per i diversi comparti del settore.
Ad esempio, coloro che decidono riguardo i processi industriali ed in generale chi è coinvolto negli acquisti di motori elettrici per specifiche applicazioni utilizzano criteri

economici differenti da chi deve decidere gli acquisti di motori nel caso delle sostituzioni.
In molte situazioni industriali, ove il processo produttivo è continuo, si ha una vera e propria avversione all'innovazione perché si ha il timore che i nuovi componenti possano generare arresti della produzione, i cui costi sarebbero ben superiori ai benefici del risparmio energetico.
La separazione gestionale delle linee produttive da quelle dei "servizi generali" all'interno di un'industria fa sì che la produzione consideri la disponibilità d'energia come gratuita. Se i costi energetici non sono allocati alle varie linee produttive, vi sarà scarso incentivo a ridurli. Anche il settore infrastrutture di un'azienda spesso è riluttante ad adottare misure di risparmio energetico, sia perché la priorità viene sempre data alla manutenzione ed alla affidabilità delle linee produttive, ma anche perché risparmiare energia, e quindi soldi, può significare ricevere un bilancio ridotto l'anno successivo. Inoltre, I responsabili delle infrastrutture dovrebbero ammettere che nel passato i processi produttivi si sarebbero potuti alimentare con costi minori e ciò non fu fatto. Spesso posizioni personali, gelosie e vergogne professionali sono ostacoli assai più ardui di quelli tecnici.
In molti casi lo staff tecnico, pur favorevole a soluzioni innovative, non sa presentare correttamente le proposte in forma gradita o consueta al decisore amministrativo. In molti casi la mancanza di trasmissioni delle informazioni tecnico-economiche impedisce ai decisori di essere al corrente di opportunità di investimento nelle proprie infrastrutture validissime sul piano economico.
Sul lato della redditività va ricordato che un tempo troppo basso d'utilizzo dei motori non giustifica gli interventi di miglioramento. Se poi il rapporto fra il carico massimo richiesto e quello medio è troppo elevato, il costo dei motori ad alta efficienza e dei variatori di velocità, dimensionati per i valori massimi, risulta troppo alto e ne disincentiva l'adozione.
Sul lato tecnico, l'opzione di sostituzione dei motori esistenti con altri ad alto rendimento si scontra con l'opzione più economica di riparare i motori esistenti, rifacendo l'avvolgimento. La scelta di questa seconda opzione spesso avviene:

- sotto l'urgenza di riprendere la produzione al più presto e con minori rischi;
- mancanza di tempo o assenza di procedure valutative basate sul ciclo di vita;
- lavori addizionali di accomodamento del motore ad alta efficienza. Inoltre, il vecchio motore può essere sostituito con uno eguale se è già presente nello stock di riserva della azienda o se si ha una preferenza o convenzione per acquistare motori di una certa ditta o marca.

Infine, non si può semplicemente sostituire il vecchio motore con uno ad alto rendimento con le stesse specifiche perché un motore ad alta efficienza funziona con un minor scorrimento e quindi con maggiore velocità, con la conseguenza di un maggiore assorbimento di potenza. Per effettuare un'azione sostitutiva in modo corretto bisogna quindi ricalcolare le specifiche del motore ad alta efficienza rispetto al carico, compito non sempre gradito da chi deve decidere in fretta la sostituzione dei motori.

Per quanto concerne l'installazione dei variatori di velocità vi sono altre difficoltà tecniche, alcune peraltro ovviabili con semplici misure:

- i convertitori possono generare armoniche in rete e danneggiare altri apparecchi sensibili ad esse;
- le variazioni di tensione generate dall'inverter possono ridurre la vita di certi motori di vecchia concezione;
- taluni tipi di inverter hanno fama di scarsa affidabilità;
- i motori devono essere adattati al variatore di velocità. Ciò non è sempre possibile per i motori esistenti che vanno quindi pure sostituiti anche se ben funzionanti;
- la messa a punto (commissioning) di certi convertitori può essere assai lunga e complicata, anche se i produttori cercano di migliorare e semplificare questa procedura;
- il costo della fase di commissioning e di controllo di collaudo può portare a lievitare i costi in modo inaccettabile;
- soprattutto, manca troppo spesso un'adeguata conoscenza degli inverter e di tutte le loro caratteristiche tecniche d'inserimento e di funzionamento da parte degli utilizzatori. I variatori di velocità non sono semplici apparecchi che si comprano e si mettono in marcia, ma richiedono un adeguato supporto informativo e di servizio che i possibili utilizzatori non sempre sono disposti a pagare. Anche se il tempo di payback è breve, il tempo e lo sforzo di apprendimento per la scelta di un inverter adatto alla situazione particolare sono giudicati inaccettabili per i decisori che preferiscono ripiegare sulle soluzioni standard;

Le potenzialità di risparmio energetico nel campo dei sistemi azionati dai motori elettrici quindi è di gran lunga il più importante fra i vari "giacimenti di risparmio" disponibili.

Se le potenzialità tecniche ed economiche sono notevoli, tuttavia gli ostacoli dovuti sia alle logiche interne alle aziende che alla struttura del mercato spesso riducono considerevolmente queste potenzialità. Azioni e programmi volti a superare questi ostacoli sono quindi assolutamente indispensabili affinché questo potenziale sia sfruttato.

Troppe piccole e medie industrie ignorano le possibilità e la convenienza ad attivare programmi d'efficienza energetica nei loro stabilimenti.

V'è quindi la necessità di predisporre tutta una serie di programmi, incentivazioni, azioni informative e formative onde poter diffondere l'efficienza energetica anche in questo campo sinora abbastanza trascurato.

ALLEGATO I

DIRETTIVA 2003/87/C3

DIRETTIVA 2003/87/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO
del 13 ottobre 2003
che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio
***Articolo 1* - Oggetto**
La presente direttiva istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità (in prosieguo denominato «il sistema comunitario»), al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica.
***Articolo 2* - Campo di applicazione**
1. La presente direttiva si applica alle emissioni provenienti dalle attività indicate nell'allegato I e ai gas a effetto serra elencati nell'allegato II.
2. La presente direttiva si applica salvo il disposto della direttiva 96/61/CE.
***Articolo 3* - Definizioni**
Ai fini della presente direttiva valgono le seguenti definizioni:
a) «quota di emissioni», il diritto di emettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente per un periodo determinato, valido unicamente per rispettare le disposizioni della presente direttiva e cedibile conformemente alla medesima;
b) «emissioni», il rilascio nell'atmosfera di gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto;
c) «gas a effetto serra», i gas di cui all'allegato II;
d) «autorizzazione ad emettere gas a effetto serra», l'autorizzazione rilasciata a norma degli articoli 5 e 6;
e) «impianto», un'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I e altre attività direttamente associate che hanno un collegamento tecnico con le attività svolte in tale sito e che potrebbero incidere sulle emissioni e sull'inquinamento;
f) «gestore», la persona che gestisce o controlla un impianto o, se previsto dalla normativa nazionale, alla quale è stato delegato un potere economico determinante per quanto riguarda l'esercizio tecnico del medesimo;
g) «persona», qualsiasi persona fisica o giuridica;
h) «nuovo entrante», l'impianto che esercita una o più attività indicate nell'allegato I, che ha ottenuto un'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra o un aggiornamento della sua autorizzazione ad emettere gas a effetto serra a motivo di modifiche alla natura o al funzionamento dell'impianto, o suoi ampliamenti, a seguito della notifica alla Commissionedel piano nazionale di assegnazione;
i) «pubblico», una o più persone nonché, secondo la normativa o la prassi nazionale, le associazioni, le organizzazioni o gruppi di persone;
j) «tonnellata di biossido di carbonio equivalente», una tonnellata metrica di biossido di carbonio (CO_2) o una quantità di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nell'allegato II che abbia un equivalente potenziale di riscaldamento planetario.
***Articolo 4* - Autorizzazione ad emettere gas a effetto serra**
Gli Stati membri provvedono affinché, a decorrere dal 1 gennaio 2005, nessun impianto possa esercitare le attività elencate all'allegato I che comportano emissioni specificate in relazione a tale attività, a meno che il relativo gestore non sia munito di un'autorizzazione rilasciata da un'autorità competente conformemente agli articoli 5 e 6, o che l'impianto non sia temporaneamente escluso dal sistema comunitario, ai sensi dell'articolo 27.
***Articolo 5* - Domanda di autorizzazione ad emettere gas a effetto serra**
La domanda rivolta all'autorità competente, diretta ad ottenere l'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra, contiene la descrizione di quanto segue:
a) l'impianto e le sue attività compresa la tecnologia utilizzata;
b) le materie prime e secondarie il cui impiego è suscettibile di produrre emissioni elencate nell'allegato I;
c) le fonti di emissioni di gas dell'impianto elencate nell'allegato I, e
d) le misure previste per controllare e comunicare le emissioni secondo le linee guida adottate a norma dell'articolo 14.
La domanda di autorizzazione contiene anche una sintesi non tecnica dei dati di cui al primo comma.

Articolo 6 **- Condizioni e contenuto dell'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra**
1. L'autorità competente rilascia un'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra da un impianto o da parte di esso, ove abbia accertato che il gestore è in grado di controllare e comunicare le emissioni.
Un'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra può valere per uno o più impianti localizzati sullo stesso sito gestiti dallo stesso gestore.
2. L'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra contiene i seguenti elementi:
a) nome e indirizzo del gestore;
b) descrizione delle attività e delle emissioni dell'impianto;
c) disposizioni in tema di monitoraggio, con specificazione della metodologia e della frequenza dello stesso;
d) disposizioni in tema di comunicazioni, e
e) obbligo di restituire quote di emissioni pari alle emissioni complessivamente rilasciate dall'impianto durante ciascun anno civile, come verificate a norma dell'articolo 15, entro quattro mesi dalla fine di tale anno.
Articolo 7 **- Modifica degli impianti**
Il gestore informa l'autorità competente in merito a eventuali modifiche che intenda apportare alla natura o al funzionamento dell'impianto, ovvero a suoi ampliamenti, che possano richiedere l'aggiornamento dell'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra. L'autorità competente, ove lo ritenga necessario, procede a detto aggiornamento. Qualora muti l'identità del gestore dell'impianto, l'autorità competente aggiorna l'autorizzazione per inserirvi il nome e l'indirizzo del nuovo gestore.
Articolo 8 **- Coordinamento con la direttiva 96/61/CE**
Gli Stati membri adottano i provvedimenti necessari affinché, nel caso di impianti che esercitano attività di cui all'allegato I della direttiva 96/61/CE, le condizioni e la procedura per il rilascio di un'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra siano coordinate con quelle previste da tale direttiva. Le disposizioni degli articoli 5, 6 e 7 della presente direttiva possono essere integrate nelle procedure previste dalla direttiva 96/61/CE.
Articolo 9 **- Piano nazionale di assegnazione**
1. Per ciascun periodo di cui all'articolo 11, paragrafi 1 e 2, ciascuno Stato membro elabora un piano nazionale che determina le quote totali di emissioni che intende assegnare per tale periodo e le modalità di tale assegnazione. Il piano si fonda su criteri obiettivi e trasparenti, compresi i criteri elencati nell'allegato III, e tiene nella dovuta considerazione le osservazioni del pubblico. Fatto salvo il trattato, la Commissione elabora entro il 31 dicembre 2003 gli orientamenti per l'attuazione dei criteri elencati nell'allegato III.
Per il periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 1, il piano è pubblicato e notificato alla Commissione e agli altri Stati membri entro il 31 marzo 2004. Per i periodi successivi, il piano è pubblicato e notificato alla Commissione e agli altri Stati membri almeno diciotto mesi prima dell'inizio del periodo in questione.
2. I piani nazionali di assegnazione sono esaminati in seno al comitato di cui all'articolo 23, paragrafo 1.
3. Nei tre mesi successivi alla notificazione da parte di uno Stato membro di un piano nazionale di cui al paragrafo 1, la Commissione può respingerlo, in tutto o in parte, qualora lo ritenga incompatibile con l'articolo 10 o con i criteri elencati nell'allegato III. Lo Stato membro prende una decisione a norma dell'articolo 11, paragrafo 1 o paragrafo 2, solo previa accettazione da parte della Commissione delle modifiche che esso propone. La Commissione giustifica ogni decisione di rigetto.
Articolo 10 **- Metodo di assegnazione**
Per il triennio che ha inizio il 1o gennaio 2005 gli Stati membri assegnano almeno il 95 % delle quote di emissioni a titolo gratuito. Per il quinquennio che inizia il 1o gennaio 2008, gli Stati membri assegnano almeno il 90 % delle quote di emissioni a titolo gratuito.
Articolo 11 **- Assegnazione e rilascio delle quote di emissioni**
1. Per il triennio che ha inizio il 1o gennaio 2005 ciascuno Stato membro decide in merito alle quote totali di emissioni che assegnerà in tale periodo nonché in merito all'assegnazione di aliquote al gestore di ciascun impianto. Tale decisione è presa almeno tre mesi prima dell'inizio del suddetto triennio, sulla base del piano nazionale di assegnazione di cui all'articolo 9 e nel rispetto dell'articolo 10, tenendo nella dovuta considerazione le osservazioni del pubblico.
2. Per il quinquennio che ha inizio il 1o gennaio 2008 e per ciascun periodo successivo di cinque anni,
ciascuno Stato membro decide in merito alle quote totali di emissioni che assegnerà in tale periodo, nonché inizia il processo di assegnazione di tali quote al gestore di ciascun impianto. Tale decisione è presa almeno dodici mesi prima dell'inizio del periodo in oggetto, sulla base del piano nazionale di assegnazione di cui all'articolo 9 e nel rispetto dell'articolo 10, tenendo nella dovuta considerazione le osservazioni del pubblico.

3. Le decisioni adottate a norma dei paragrafi 1 e 2 sono conformi alle disposizioni del trattato, in particolare agli articoli 87 e 88. Nel decidere in merito all'assegnazione delle quote di emissioni, gli Stati membri tengono conto della necessità di permettere ai nuovi entranti di accedere a tali quote.
4. Per ogni anno del periodo di cui al paragrafo 1 o al paragrafo 2 l'autorità competente rilascia una parte delle quote totali di emissioni entro il 28 febbraio di tale anno.

***Articolo 12* - Trasferimento, restituzione e cancellazione di quote di emissioni**

1. Gli Stati membri provvedono affinché le quote di emissioni possano essere trasferite:
a) tra persone all'interno della Comunità;
b) tra persone all'interno della Comunità e persone nei paesi terzi, quando tali quote di emissioni sono riconosciute conformemente alla procedura dell'articolo 25, nell'osservanza delle sole restrizioni previste dalla presente direttiva o adottate in forza della medesima.
2. Gli Stati membri provvedono affinché le quote di emissioni rilasciate dall'autorità competente di un altro Stato membro vengano riconosciute ai fini dell'adempimento degli obblighi che incombono ad un gestore a norma del paragrafo 3.
3. Gli Stati membri provvedono affinché, entro il 30 aprile di ogni anno, il gestore di ciascun impianto restituisca un numero di quote di emissioni pari alle emissioni totali di tale impianto nel corso dell'anno civile precedente, come verificato a norma dell'articolo 15, e che tali quote vengano successivamente cancellate.
4. Gli Stati membri adottano i provvedimenti necessari per garantire che le quote di emissioni vengano cancellate in qualsiasi momento a richiesta della persona che le detiene.

***Articolo 13* - Validità delle quote**

1. Le quote sono valide per le emissioni prodotte durante il periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 1 o paragrafo 2 per il quale sono rilasciate.
2. Quattro mesi dopo l'inizio del primo quinquennio di cui all'articolo 11, paragrafo 2, l'autorità competente cancella le quote che non sono più valide e che non sono state restituite e cancellate ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 3.
Gli Stati membri possono rilasciare quote di emissioni per il periodo in corso a persone le cui quote di emissioni siano state cancellate a norma del primo comma.
3. Quattro mesi dopo l'inizio di ciascun quinquennio successivo di cui all'articolo 11, paragrafo 2, l'autorità competente cancella le quote che non sono più valide e che non sono state restituite e cancellate ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 3. Gli Stati membri rilasciano quote di emissioni per il periodo in corso a persone le cui quote di emissioni siano state cancellate a norma del primo comma.

***Articolo 14* - Linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni**

1. Entro il 30 settembre 2003, la Commissione adotta, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni provenienti dalle attività elencate all'allegato I di gas ad effetto serra specificati in relazione a tale attività. Le linee guida si basano sui principi di monitoraggio e comunicazione di cui all'allegato IV.
2. Gli Stati membri provvedono affinché le emissioni vengano controllate in conformità delle linee guida.
3. Gli Stati membri provvedono affinché ogni gestore di un impianto comunichi all'autorità competente le emissioni rilasciate da tale impianto in ciascun anno civile dopo la fine di tale anno, in conformità delle linee guida.

***Articolo 15* - Verifica**

Gli Stati membri provvedono affinché le comunicazioni effettuate dai gestori degli impianti a norma dell'articolo 14, paragrafo 3, siano verificate secondo i criteri definiti all'allegato V, e provvedono affinché l'autorità competente ne sia informata. Gli Stati membri provvedono affinché il gestore dell'impianto la cui comunicazione non sia stata riconosciuta conforme ai criteri di cui all'allegato V entro il 31 marzo di ogni anno per le emissioni rilasciate durante l'anno precedente non possa trasferire ulteriormente altre quote di emissioni fino al momento in cui la sua comunicazione non sia riconosciuta come conforme.

***Articolo 16* - Sanzioni**

1. Gli Stati membri determinano le norme relative alle sanzioni da irrogare in caso di violazione delle disposizioni nazionali adottate ai sensi della presente direttiva e prendono tutti i provvedimenti necessari per l'applicazione di tali norme. Le sanzioni devono essere efficaci, proporzionate e dissuasive. Gli Stati membri notificano le relative disposizioni alla Commissione entro il 31 dicembre 2003 e provvedono poi a notificare immediatamente le eventuali modificazioni.
2. Gli Stati membri assicurano la pubblicazione dei nomi dei gestori che hanno violato i requisiti per la restituzione di quote di emissioni sufficienti a norma dell'articolo 12, paragrafo 3.
3. Gli Stati membri provvedono affinché il gestore che, entro il 30 aprile di ogni anno, non restituisce un numero di quote di emissioni sufficiente a coprire le emissioni rilasciate durante l'anno precedente sia obbligato a pagare un'ammenda per le emissioni in eccesso. Per ciascuna tonnellata di biossido di

carbonio equivalente emessa da un impianto il cui gestore non ha restituito le quote di emissione, l'ammenda per le emissioni in eccesso corrisponde a 100 EUR. Il pagamento dell'ammenda per le emissioni in eccesso non dispensa il gestore dall'obbligo di restituire un numero di quote di emissioni corrispondente a tali emissioni in eccesso all'atto della restituzione delle quote relative alle emissioni dell'anno civile seguente.
4. Durante il triennio che ha inizio il 1o gennaio 2005, per ogni tonnellata di biossido di carbonio equivalente emessa da un impianto per il quale il gestore non ha restituito le quote di emissione, gli Stati membri applicano un'ammenda di livello inferiore per le emissioni in eccesso, pari a 40 EUR. Il pagamento dell'ammenda per le emissioni in eccesso non dispensa il gestore dall'obbligo di restituire un numero di quote di emissioni corrispondente a tali emissioni in eccesso all'atto della restituzione delle quote relative alle emissioni dell'anno civile seguente.

***Articolo 17* - Accesso all'informazione**

Le decisioni sull'assegnazione di quote e le comunicazioni delle emissioni previste dalle autorizzazioni ad emettere gas a effetto serra e detenute dall'autorità competente sono messe a disposizione del pubblico da tale autorità, entro i limiti di cui all'articolo 3, paragrafo 3, e all'articolo 4 della direttiva 2003/4/CE.

***Articolo 18* - Autorità competente**

Gli Stati membri prendono le opportune disposizioni amministrative, compresa la designazione di una o più autorità competenti, ai fini dell'attuazione delle disposizioni della presente direttiva. Qualora sia designata più di un'autorità competente, le attività che tali autorità svolgono ai sensi della presente direttiva devono essere coordinate.

***Articolo 19* - Registri**

1. Gli Stati membri provvedono ad istituire e conservare un registro per assicurare l'accurata contabilizzazione precisa delle quote di emissioni rilasciate, possedute, cedute e cancellate. Gli Stati membri possono conservare i loro registri per mezzo di un sistema consolidato, unitamente ad uno o più Stati membri.
2. Qualsiasi persona può possedere quote di emissioni. Il registro è accessibile al pubblico e contiene una contabilità separata per registrare le quote di emissioni possedute da ciascuna persona alla quale siano state rilasciate o dalla quale siano state trasferite quote di emissione.
3. Ai fini dell'attuazione della presente direttiva la Commissione adotta, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, un regolamento relativo ad un sistema standardizzato e sicuro di registri sotto forma di banche di dati elettroniche standardizzate, contenenti elementi di dati comuni che consentano di controllare il rilascio, il possesso, il trasferimento e la cancellazione delle quote di emissioni, nonché di assicurare l'accesso al pubblico e la riservatezza, ove necessario, e di garantire che ogni cessione sia compatibile con gli obblighi risultanti dal protocollo di Kyoto.

***Articolo 20* - Amministratore centrale**

1. La Commissione designa un amministratore centrale incaricato di tenere un catalogo indipendente nel quale sono registrati gli atti di rilascio, trasferimento e cancellazione delle quote di emissioni.
2. L'amministratore centrale esegue un controllo automatico sui singoli atti inseriti nei registri mediante il catalogo indipendente degli atti, onde verificare che il rilascio, il trasferimento e la cancellazione delle quote di emissioni non siano viziati da irregolarità.
3. Se il controllo automatico accerta l'esistenza di irregolarità, l'amministratore centrale ne informa lo Stato membro o gli Stati membri interessati, i quali non registrano le transazioni in oggetto né alcuna transazione successiva riguardante le quote di emissioni interessate finché le irregolarità non vengono sanate.

***Articolo 21* - Relazioni degli Stati membri**

1. Ogni anno gli Stati membri presentano alla Commissione una relazione sull'applicazione della presente direttiva. La relazione riserva un'attenzione particolare alle disposizioni prese ai fini dell'assegnazione delle quote di emissioni, della tenuta dei registri, dell'applicazione degli orientamenti in materia di monitoraggio e comunicazioni, delle verifiche e delle questioni riguardanti il rispetto della presente direttiva e il trattamento fiscale delle emissioni rilasciate, se del caso. La prima relazione è trasmessa alla Commissione entro il 30 giugno 2005. La relazione è elaborata sulla scorta di un questionario o di uno schema elaborato dalla Commissione secondo la procedura di cui all'articolo 6 della direttiva 91/692/CEE. Il questionario o lo schema sono trasmessi agli Stati membri almeno sei mesi prima del termine per la presentazione della prima relazione.
2. Sulla base delle relazioni di cui al paragrafo 1, la Commissione pubblica un rapporto sull'applicazione della presente direttiva nei tre mesi successivi al ricevimento delle relazioni degli Stati membri.
3. La Commissione organizza uno scambio di informazioni tra le autorità competenti degli Stati membri sulle questioni relative all'assegnazione delle quote di emissioni, alla tenuta dei registri, al monitoraggio, alle comunicazioni, alle verifiche e al rispetto della presente direttiva.

Articolo 22 **- Modifiche dell'allegato III**
La Commissione può modificare l'allegato III, ad eccezione dei criteri 1, 5 e 7, per il periodo 2008-2012, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, alla luce delle relazioni di cui all'articolo 21 e dell'esperienza acquisita nell'applicazione della presente direttiva.
Articolo 23 **- Comitato**
1. La Commissione è assistita dal comitato istituito dall'articolo 8 della decisione 93/389/CEE.
2. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applicano gli articoli 5 e 7 della decisione 1999/468/CE, tenendo conto delle disposizioni dell'articolo 8 della stessa. Il periodo di cui all'articolo 5, paragrafo 6, della decisione 1999/468/CE è fissato a tre mesi.
3. Il comitato adotta il proprio regolamento interno.
Articolo 24 **- Procedure per l'inclusione unilaterale di altre attività e dei gas**
1. A decorrere dal 2008, gli Stati membri possono applicare lo scambio di quote di emissioni conformemente alle disposizioni della presente direttiva ad attività, ad impianti e a gas a effetto serra che non sono elencati nell'allegato I, purché l'inclusione di tali attività, impianti e gas a effetto serra sia approvata dalla Commissione secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, tenuto conto di tutti i criteri pertinenti, in particolare le ripercussioni sul mercato interno, la potenziale distorsione della concorrenza, l'integrità ambientale del sistema e l'affidabilità del sistema di monitoraggio o di comunicazione previsto.
Dal 2005 gli Stati membri possono, alle stesse condizioni, applicare lo scambio delle quote di emissioni ad impianti che svolgono attività elencate nell'allegato I al di sotto dei limiti di capacità di cui a tale allegato.
2. Le assegnazioni fatte ad impianti che svolgono tali attività sono precisate nel piano nazionale di assegnazione di cui all'articolo 9.
3. La Commissione può adottare di sua iniziativa o adotta su richiesta di uno Stato membro orientamenti per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni provenienti da attività, impianti e gas a effetto serra che non sono elencati nell'allegato I secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, se il monitoraggio e la comunicazione di tali emissioni possono essere effettuati con sufficiente accuratezza.
Qualora vengano prese siffatte misure, le revisioni effettuate ai sensi dell'articolo 30 prendono in considerazione anche l'opportunità di modificare l'allegato I per includervi emissioni provenienti da tali attività in modo armonizzato in tutta la Comunità.
Articolo 25 **- Collegamenti con altri sistemi per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra**
1. Dovrebbero essere conclusi accordi con i paesi terzi di cui all'allegato B del protocollo di Kyoto che hanno ratificato il protocollo, ai fini del riconoscimento reciproco delle quote di emissioni fra il sistema comunitario e altri sistemi per lo scambio di quote di emissioni, secondo le disposizioni dell'articolo 300 del trattato.
2. Quando è stato concluso un accordo di cui al paragrafo 1, la Commissione, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, adotta le disposizioni necessarie in relazione al riconoscimento reciproco delle quote di emissioni contemplate da tale accordo
Articolo 26 **- Modifica della direttiva 96/61/CE - *Omissis***
Articolo 27 **- Esclusione temporanea di taluni impianti**
1. Gli Stati membri possono richiedere alla Commissione l'esclusione temporanea di impianti, al più tardi fino al 31 dicembre 2007, dal sistema comunitario. La richiesta indica ciascun impianto interessato ed è pubblicata.
2. Qualora, dopo aver preso in considerazione eventuali osservazioni presentate dal pubblico riguardo a tale richiesta, la Commissione decida, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2, che gli impianti:
a) in virtù di politiche nazionali, limiteranno le loro emissioni nella misura prevista nel caso in cui fossero soggetti alle disposizioni della presente direttiva;
b) saranno soggetti a requisiti di monitoraggio, comunicazione e verifica equivalenti a quelli previsti conformemente agli articoli 14 e 15, e c) saranno soggetti a sanzioni almeno equivalenti a quelle di cui all'articolo 16, paragrafi 1 e 4, in caso di inosservanza delle prescrizioni nazionali, essa provvede all'esclusione temporanea di tali impianti dal sistema comunitario. Sono adottate disposizioni per assicurare che non vi siano distorsioni del mercato interno.
Articolo 28 **- Raggruppamento**
1. Gli Stati membri possono autorizzare i gestori di impianti che svolgono una delle attività elencate nell'allegato I a costituire un raggruppamento di impianti per la stessa attività per il periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 1, e/o per il periodo quinquennale di cui all'articolo 11, paragrafo 2, conformemente ai paragrafi da 2 a 6 del presente articolo.
2. I gestori che svolgono un'attività elencata nell'allegato I che desiderino costituire un raggruppamento ne fanno richiesta all'autorità competente, precisando gli impianti e il periodo per i quali desiderano

costituire un raggruppamento e comprovando che un amministratore fiduciario sarà in grado di soddisfare gli obblighi di cui ai paragrafi 3 e 4.
3. I gestori che desiderino costituire un raggruppamento nominano un amministratore fiduciario:
a) al quale sarà concesso un quantitativo totale di quote di emissione calcolato per gli impianti dei gestori, in deroga all'articolo 11;
b) che sarà responsabile della restituzione di quote di emissione uguali al totale delle emissioni degli impianti del raggruppamento, in deroga all'articolo 6, paragrafo 2, lettera e), e all'articolo 12, paragrafo 3, e c) al quale non sarà permesso di effettuare ulteriori trasferimenti se la comunicazione di un gestore non sarà stata riconosciuta conforme ai sensi dell'articolo 15, secondo comma.
4. L'amministratore fiduciario è soggetto alle sanzioni previste per la violazione dei requisiti di restituzione di quote di emissioni sufficienti per coprire le emissioni totali degli impianti del raggruppamento, in deroga all'articolo 16, paragrafi 2, 3 e 4.
5. Uno Stato membro che desideri autorizzare la costituzione di uno o più raggruppamenti presenta alla Commissione la richiesta di cui al paragrafo 2. Fatto salvo il trattato, la Commissione può respingere, entro tre mesi dal ricevimento, una richiesta che non soddisfa i requisiti della presente direttiva. Una decisione in tal senso è motivata. In caso di rigetto della richiesta lo Stato membro può autorizzare la costituzione del raggruppamento soltanto se le modifiche proposte sono accettate dalla Commissione.
6. Qualora l'amministratore fiduciario non rispetti le sanzioni di cui al paragrafo 4, ciascun gestore di un impianto del raggruppamento è responsabile ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 3, e dell'articolo 16, per le emissioni provenienti dal proprio impianto.

***Articolo 29* - Forza maggiore**

1. Nel periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 1, gli Stati membri possono chiedere alla Commissione che a determinati impianti siano assegnate emissioni aggiuntive per cause di forza maggiore. La Commissione determina la fondatezza della forza maggiore e, se questa viene dimostrata, autorizza lo Stato membro ad assegnare emissioni aggiuntive non trasferibili agli operatori di tali impianti.
2. Entro il 31 dicembre 2003 la Commissione, fatte salve le disposizioni del trattato, definisce gli orientamenti volti a illustrare le circostanze in cui è dimostrata la forza maggiore.

***Articolo 30* - Riesame e sviluppi ulteriori**

1. Sulla base dei progressi realizzati nel monitoraggio delle emissioni dei gas a effetto serra, la Commissione può presentare al Parlamento europeo ed al Consiglio, entro il 31 dicembre 2004, una proposta intesa a modificare l'allegato I per includervi altre attività ed emissioni di altri gas a effetto serra elencati nell'allegato II.
2. Sulla base dell'esperienza acquisita nell'applicazione della presente direttiva e dei progressi realizzati nel monitoraggio delle emissioni dei gas a effetto serra, e tenuto conto degli sviluppi registrati a livello internazionale, la Commissione redige un rapporto sull'applicazione della presente direttiva riguardante quanto segue:
a) il modo e l'opportunità di modificare l'allegato I allo scopo di includervi altri importanti settori, fra cui quello chimico, dell'alluminio e dei trasporti, e altre attività ed emissioni di altri gas a effetto serra elencate nell'allegato II onde migliorare ulteriormente l'efficienza economica del sistema;
b) la relazione tra lo scambio di quote di emissioni a livello comunitario e lo scambio di quote di emissioni a livello internazionale che inizierà nel 2008;
c) un'ulteriore armonizzazione del metodo di assegnazione delle quote di emissioni (compresa una procedura di asta per il periodo successivo al 2012) e i criteri per i piani nazionali di assegnazione di cui all'allegato III;
d) l'impiego dei crediti risultanti dai meccanismi di progetto;
e) la relazione tra lo scambio delle quote di emissioni ed altre politiche e interventi attuati a livello di Stati membri e a livello comunitario, compresi gli strumenti fiscali che perseguono gli stessi obiettivi;
f) l'opportunità di istituire un registro comunitario unico;
g) l'entità delle ammende per le emissioni in eccesso, tenuto conto, tra l'altro, dell'inflazione;
h) il funzionamento del mercato delle quote di emissioni, ivi comprese, in particolare, eventuali perturbazioni del mercato;
i) le modalità per adeguare il sistema comunitario ad un'Unione europea allargata;
j) il raggruppamento;
k) la possibilità pratica di elaborare parametri diffusi in tutta la Comunità da utilizzare come base per l'assegnazione delle quote, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili e dell'analisi costi/benefici.
La Commissione presenta il suddetto rapporto al Parlamento europeo ed al Consiglio entro il 30 giugno 2006, corredandolo, se del caso, di proposte.
3. Il collegamento di meccanismi di progetto, compresi l'attuazione congiunta e il meccanismo di sviluppo pulito, con il sistema comunitario è opportuno ed importante per conseguire sia l'obiettivo della riduzione delle emissioni globali di gas a effetto serra sia l'obiettivo dell'efficienza in termini di costi del

sistema comunitario. Pertanto i crediti di emissione risultanti da detti meccanismi saranno riconosciuti ai fini del loro impiego in tale sistema secondo le modalità adottate dal Parlamento europeo e dal Consiglio su proposta della Commissione, le quali dovrebbero applicarsi parallelamente al sistema comunitario nel 2005. L'utilizzo dei meccanismi è complementare all'azione interna, ai sensi delle pertinenti disposizioni del protocollo di Kyoto e degli accordi di Marrakech.

***Articolo 31* - Attuazione**

1. Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari ed amministrative necessarie per conformarsi alla presente direttiva entro il 31 dicembre 2003. Essi ne informano immediatamente la Commissione. La Commissione notifica queste disposizioni legislative regolamentari e amministrative agli altri Stati membri. Quando gli Stati membri adottano tali disposizioni, queste contengono un riferimento alla presente direttiva o sono corredate di un siffatto riferimento all'atto della pubblicazione ufficiale. Le modalità di tale riferimento sono decise dagli Stati membri.

2. Gli Stati membri comunicano alla Commissione il testo delle disposizioni di diritto interno che essi adottano nel settore disciplinato dalla presente direttiva. La Commissione ne informa gli altri Stati membri.

***Articolo 32* - Entrata in vigore**

La presente direttiva entra in vigore il giorno della pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

***Articolo 33* - Destinatari**

Gli Stati membri sono destinatari della presente direttiva.

ALLEGATO II

DECRETO 9 APRILE 2008

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI DETRAZIONI FISCALI PER LE SPESE SOSTENUTE PER L'ACQUISTO E L'INSTALLAZIONE DI MOTORI AD ELEVATA EFFICIENZA E VARIATORI DI VELOCITA' (INVERTER) DI CUI ALL'ARTICOLO 1, COMMI 358 E 359, DELLA LEGGE 27 DICEMBRE 2006, N. 296.

(Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 147 del 25 maggio 2008)

IL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
di concerto con
IL MINISTRO DELL'ECONOMIA
E DELLE FINANZE

Visto l'art. 1, comma 20, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge finanziaria 2008), il quale dispone, tra l'altro, che le disposizioni di cui all'art. 1, commi 358 e 359, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 (di seguito: legge finanziaria 2007), si applicano, nella misura e alle condizioni ivi previste, anche alle spese sostenute entro il 31 dicembre 2010;
Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze 19 febbraio 2007 recante disposizioni in materia di detrazioni per le spese sostenute per l'acquisto e l'installazione di motori ad elevata efficienza e variatori di velocita' (inverter), di cui all'art. 1, commi 358 e 359, della legge finanziaria 2007;
Visto il testo unico delle imposte sui redditi, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917;
Visto il decreto del Presidente della Repubblica 29 settembre 1973, n. 600, recante disposizioni comuni in materia di accertamento delle imposte sui redditi;
Visti gli articoli 2 e 23 del decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 300, e successive modificazioni concernenti l'istituzione del Ministero dell'economia e delle finanze ed il relativo trasferimento di funzioni gia' attribuite al Ministero delle finanze;
Visto l'art. 57 del decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 300, e successive modificazioni che ha istituito le Agenzie fiscali;
Visti i decreti del Ministro delle attivita' produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 20 luglio 2004, recanti, rispettivamente, nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e successive modifiche e aggiornamenti;
Visto il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, e successive modifiche e integrazioni;
Visto il decreto del Presidente della Repubblica 7 giugno 2006, con l'unita delega di funzioni, registrato alla Corte dei conti il 13 giugno 2006 - Ministeri istituzionali, Presidenza del Consiglio dei Ministri, registro n. 7, foglio n. 397, concernente l'attribuzione all'on. prof. Vincenzo Visco del titolo di Vice Ministro presso il Ministero dell'economia e delle finanze;
Considerato che, alla luce di quanto disposto dall'art. 1, comma 20, della legge finanziaria 2008, le disposizioni di cui all'art. 1, comma 358, della legge finanziaria 2007 si applicano alle spese, sostenute entro il 31 dicembre 2010, per l'acquisto e l'installazione di motori ad elevata efficienza di potenza elettrica, compresa tra 5 e 90 kW, nonche' per la sostituzione di motori esistenti con motori ad elevata efficienza, di potenza elettrica compresa tra 5 e 90 kW;
Considerato che, alla luce di quanto disposto dall'art. 1, comma 20, della legge finanziaria 2008, le disposizioni di cui all'art. 1, comma 359, della legge finanziaria 2007 si applicano alle spese, sostenute entro il 31 dicembre 2010, per l'acquisto e l'installazione di variatori di velocita' (inverter) su impianti con potenza compresa tra 7,5 e 90 kW;
Considerato che l'art. 1, comma 360, della legge finanziaria 2007 dispone che con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sono definite le caratteristiche cui devono rispondere i motori ad elevata efficienza e i variatori di velocita' (inverter) di

cui ai commi 358 e 359, i tetti di spesa massima in funzione della potenza dei motori e dei variatori di velocita' (inverter) di cui ai medesimi commi, nonche' le modalita' per l'applicazione di quanto disposto ai commi 357, 358 e 359 e per la verifica del rispetto delle disposizioni in materia di ritiro delle apparecchiature sostituite

Decreta:

Art. 1.
Requisiti dei soggetti ammessi alle detrazioni

1. In attuazione dell'art. 1, comma 20, della legge finanziaria 2008, la detrazione dall'imposta lorda di cui ai commi 358 e 359 della legge finanziaria 2007, spetta:
a) alle persone fisiche, agli enti e ai soggetti di cui all'art. 5 del testo unico delle imposte sui redditi, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917, non titolari di reddito d'impresa, che sostengono le spese di acquisizione e installazione di nuovi motori ad elevata efficienza ovvero di sostituzione di motori esistenti con nuovi motori ad elevata efficienza, nonche' di acquisizione e installazione di nuovi variatori di velocita' (inverter);
b) ai soggetti titolari di reddito d'impresa che sostengono le medesime spese di cui alla lettera a).
2. La detrazione richiamata al comma 1 spetta anche nel caso in cui i medesimi beni siano acquisiti mediante contratti di locazione finanziaria. In tal caso l'agevolazione si determina sulla base del costo sostenuto dalla societa' concedente.
3. La detrazione di cui al comma 1 compete relativamente alle spese sostenute in ciascun periodo d'imposta fino a quello in corso alla data del 31 dicembre 2010.
4. La detrazione richiamata al comma 1 non compete a soggetti diversi dall'utilizzatore finale, ne' per motori ad elevata efficienza o variatori di velocita' (inverter) utilizzati o destinati ad essere utilizzati al di fuori del territorio nazionale.

Art. 2.
Caratteristiche dei motori elettrici ad elevata efficienza

1. Ai fini del presente decreto, si considerano motori ad elevata efficienza i motori elettrici che rispettano i requisiti tecnici di cui all'allegato A.

Art. 3.
Spesa massima ammissibile per i motori elettrici ad elevata efficienza

1. Fermo restando quanto disposto al comma 2, per l'acquisto del motore ad elevata efficienza la detrazione dall'imposta lorda e' pari al 20% della spesa effettivamente sostenuta e documentata per l'acquisto del medesimo motore.
2. Qualora la spesa effettivamente sostenuta per l'acquisto del motore a elevata efficienza, di cui al comma 1, sia superiore ai valori riportati in tabella 1, l'aliquota del 20% si applica sulla spesa massima di acquisto ammissibile di cui alla stessa tabella 1.
3. La spesa ammissibile per l'installazione del motore ad elevata efficienza e' pari ai valori forfetari di tabella 1.
4. In tutti i casi, la detrazione dall'imposta lorda della spesa totale, ivi inclusa la spesa di installazione, non potra' superare il valore di 1.500 euro per ciascun motore.

Tabella 1 - Motori ad elevata efficienza. Tetti di spesa ammissibile in funzione della potenza nominale.

Potenza nominale (kW)	Spesa massima ammissibile per acquisto singolo motore (euro)	Spesa ammissibile per installazione singolo motore (euro)	Spesa massima ammissibile totale per singolo motore (euro)
5,5	700	100	800
7,5	850	100	950
11	1000	100	1100
15	1200	100	1300
18,5	1500	150	1650
22	1800	150	1950
30	2200	150	2350
37	2600	150	2750
45	3300	200	3500
55	4000	200	4200
75	5300	200	5500
90	6100	200	6300

Art. 4.
Modalita' per usufruire della detrazione dall'imposta lorda per motori elettrici ad elevata efficienza

1. I soggetti che intendono beneficiare della detrazione di cui all'art. 1 sono tenuti a:
a) conservare ed esibire, previa richiesta degli uffici finanziari, le pertinenti fatture, con l'indicazione della potenza e dei codici prodotto dei singoli motori, comprovanti le spese effettivamente sostenute per l'acquisto degli stessi. Nel caso in cui i motori vengano forniti all'interno di una macchina, la fattura della stessa deve riportare separatamente i costi relativi ad ogni singolo motore, con l'indicazione, per ciascuno di essi, della potenza e dei codici prodotto;
b) acquisire e conservare copia della certificazione del produttore del motore di cui al comma 2 dell'allegato A.
2. I soggetti di cui al comma 1 sono altresi' tenuti a compilare la scheda raccolta dati di cui all'allegato B e a trasmetterla all'ENEA, anche mediante unico invio per tutti gli interventi effettuati in ciascun periodo d'imposta fino a quello in corso alla data del 31 dicembre 2010, attraverso il seguente sito internet: www.acs.enea.it disponibile dal 30 aprile 2007. Al completamento dell'operazione di trasmissione dei dati, l'ENEA rilascera' ricevuta per via informatica. Per i soggetti per i quali il periodo d'imposta coincide con l'anno solare, l'invio della scheda deve avvenire entro il 28 febbraio dell'anno successivo al periodo d'imposta nel quale sono state sostenute le spese. In tutti gli altri casi l'invio della scheda deve avvenire entro sessanta giorni dalla scadenza del periodo d'imposta.

Art. 5.
Variatori di velocita' (inverter)

1. Ai fini del presente decreto si considerano variatori di velocita' (inverter) gli apparecchi applicati ai motori elettrici a corrente alternata basati sul principio di variazione della frequenza e della tensione di alimentazione.

Art. 6.
Spesa massima ammissibile per variatori di velocita' (inverter)

1. Fermo restando quanto disposto al comma 2, per l'acquisto del variatore di velocita' (inverter) la detrazione dall'imposta lorda e' pari al 20% della spesa effettivamente sostenuta e documentata per l'acquisto del medesimo variatore di velocita'.
2. Qualora la spesa effettivamente sostenuta per l'acquisto del variatore di velocita' (inverter), di cui al comma 1, sia superiore ai valori riportati in tabella 2, l'aliquota del 20% si applica sulla spesa massima di acquisto ammissibile di cui alla stessa tabella 2.
3. La spesa ammissibile per l'installazione del variatore di velocita' (inverter) e' pari ai valori forfetari di tabella 2.
4. In tutti i casi, la detrazione dall'imposta lorda della spesa totale, ivi inclusa la spesa di installazione, non potra' superare il valore di 1.500 euro per ciascun variatore di velocita' (inverter).

Tabella 2 - Variatori di velocita' (inverter). Tetto di spesamassimo in funzione della potenza nominale.

Potenza nominale (kW)	Spesa massima ammissibile per acquisto singolo variatore di velocità (inverter) (euro)	Spesa ammissibile per installazione singolo variatore di velocità (inverter) (euro)	Spesa massima ammissibile totale per singolo variatore di velocità (inverter) (euro)
7,5	1200	200	1400
11	1450	200	1650
15	1850	200	2050
18,5	2400	300	2700
22	2700	300	3000
30	3400	300	3700
37	3800	400	4200
45	4600	400	5000
55	5300	400	5700
75	6200	500	6700
90	7700	500	8200

Art. 7.
Modalita' per usufruire della detrazione dall'imposta lorda per variatori di velocita' (inverter)

1. I soggetti che intendono beneficiare della detrazione di cui all'art. 1 sono tenuti a conservare ed esibire, previa richiesta degli uffici finanziari, le pertinenti fatture, con l'indicazione della potenza e dei codici prodotto dei singoli variatori di velocita', comprovanti le spese effettivamente sostenute per l'acquisto degli stessi. Nel caso in cui i variatori di velocita' vengano forniti all'interno di una macchina, la fattura della stessa deve riportare separatamente i costi relativi ad ogni singolo variatore di velocita' con l'indicazione, per ciascuno di essi, della potenza e dei codici prodotto.
2. I soggetti di cui al comma 1 sono altresi' tenuti a compilare la scheda raccolta dati di cui all'allegato C e a trasmetterla anche mediante unico invio per tutti gli interventi effettuati in ciascun periodo d'imposta fino a quello in corso alla data del 31 dicembre 2010, all'ENEA attraverso il seguente sito internet: www.acs. enea.it disponibile dal 30 aprile 2007. Al completamento dell'operazione di trasmissione dei dati, l'ENEA rilascera' ricevuta per via informatica. Per i soggetti per i quali il periodo d'imposta coincide con l'anno solare, l'invio della scheda deve avvenire entro il 28 febbraio dell'anno successivo al periodo d'imposta nel quale sono state sostenute le spese. In tutti gli altri casi l'invio della scheda deve avvenire entro sessanta giorni dalla scadenza del periodo d'imposta.

Art. 8.
Cumulabilita'

1. Le detrazioni di cui al presente decreto non sono cumulabili con altre agevolazioni fiscali previste da altre disposizioni di legge nazionali per il sostenimento delle spese di cui ai commi 358 e 359, della legge finanziaria 2007.
2. L'incentivo di cui al presente decreto e' compatibile con la richiesta di titoli di efficienza energetica di cui ai decreti del 24 luglio 2004 del Ministro delle attivita' produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio.

Art. 9.
Disposizioni in materia di ritiro delle apparecchiature sostituite

1. I soggetti che non prevedono altri utilizzi delle apparecchiature sostituite di cui ai commi 358 e 359, della legge finanziaria 2007, conferiscono le medesime apparecchiature a recuperatori autorizzati che provvedono al riciclaggio e/o altre forme di recupero ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.

Art. 10.
Monitoraggio e comunicazione dei risultati

1. Al fine di effettuare una valutazione del risparmio energetico raggiungibile a seguito degli interventi realizzati nell'ambito del presente decreto, ENEA elabora le informazioni ricevute ai sensi dell'art. 4, comma 2, e dell'art. 7, comma 2, e trasmette entro il 31 luglio di ciascun anno del periodo 2009-2011 al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'economia e delle finanze e alle regioni e province autonome di Trento e Bolzano, nell'ambito delle rispettive competenze territoriali, una relazione sui risultati degli interventi.

Roma, 9 aprile 2008

Il Ministro dello sviluppo economico
Bersani

Il Ministro dell'economia e delle finanze
Visco

BIBLIOGRAFIA

Andreoni, A. (2001a) (a cura di) *Guida tecnica n.° 1 – Controllo diretto della coppia, la più avanzata tecnologia al mondo per gli azionamenti in c.a.,* Milano, ABB.

Andreoni, A. (2001b) (a cura di) *Guida tecnica n.° 6 - Guida alle armoniche negli azionamenti in c.a.*, Milano, ABB.

Andriollo, M., Martinelli, G. e Morini, A. (1995) *I trasformatori*, Padova, Edizioni Libreria Cortina.

Andriollo, M., Martinelli, G. e Morini, A. (1998) *Macchine elettriche rotanti,* Padova, Edizioni Libreria Cortina.

BSi Group (2010), La norma EN 16001 per i sistemi di gestione dell'energia, in *Gestione dell'energia: soluzioni aziendali e tecnologiche (Vicenza, 1 febbraio 2010),* Vicenza.

Capozza, A. (2006a) Efficienza degli utilizzi elettrici nell'industria: motori ad alta efficienza ed azionamenti a velocità variabile, in *Primo incontro con Energy Managers (Milano, settembre 2006)*, Milano.

Capozza, A. (2006b) Motori ad alta efficienza e controllo a velocità variabile, in *Primo incontro con Energy Managers (Milano, settembre 2006)*, Milano.

Carra, D. e Pacati, G. (1996) Efficient Use of Electricity in Motors and Drives: the utilities' perspectives, in *Proc. of Energy Improvement in Electric Motors and Drives*, Lisbona.

Cengel, A. Y. (1998) *Termodinamica e trasmissione del calore,* Milano, McGraw-Hill.

CEI, Italia (2005) *CEI EN 61000-4-4:2005-04 - Azionamenti elettrici a velocità variabile Parte 3: Norma di prodotto relativa alla compatibilità elettromagnetica ed ai metodi di prova specifici,* Milano, CEI

Colombo, T. et al. (2008) *Il mercato di fronte all'Energy Management: un'indagine di campo,* Novara, "e-Quem" - e-Qualification of the Energy Manager -.

Conti, F. (2004) "Il risparmio di elettricità nei motori elettrici: una fonte energetica nascosta e troppo trascurata", *Progetto Elettrico,* 29, 4.

Danieli, D. e Pueroni, A. (2005) "Gli inverter negli impianti di climatizzazione", *Elettrificazione,*1-2/05, pp. 48-59.

De Almeida, A. e Fonseca, P. (1996) Characterisation of electric use in the EU and the saving Potential in 2010*,* in *Proc. of Energy Improvement in Electric Motors and Drives*, Lisbona.

Del Genovese, D. (2010), L'audit energetico e la gestione delle risorse in azienda, in *Gestione dell'energia: soluzioni aziendali e tecnologiche (Vicenza, 1 febbraio 2010),* Vicenza.

Di Santo, D. e La banca, N. (2006), *Evaluation of the energy manager programme (ITALY)*, Milano, FIRE e eERG Politecnico di Milano.

Elettromeccanica di Marnate, Italia (2006) *Medium voltage cast resin transformers*, Teramo, Elettromeccanica di Marnate.

ELIN EBG, Austria (2009a) *Guida all'uso motore asincrono trifase con rotore in cortocircuito*, Preding/Weiz, ELIN EBG.

ELIN EBG, Austria (2009b) *We keep the world in motion - Motors for the Extruder and Mixer Industry,* Preding/Weiz, ELIN EBG

ENEA, Italia (2007) *Motori elettrici e variatori di velocità ad alta efficienza*, Roma, ENEA.

ENEA, Italia (2009), *Rapporto energia e ambiente 2008 analisi e scenari*, Roma, ENEA.

Etel Motion Technology, Switzerland (2007) *Torque motors data sheets – TML/TMM Series*, Môtiers, Etel Motion Technology.

Fellin, L. (2000) *Complementi di impianti elettrici*, Padova, Diade.

Giunchi, F. *Manuale per il calcolo di trasformatori.* <http://digilander.libero.it/ giunchifabrizio>, 2010.

Grassi, W. e Scatizzi, G. (2001), *Moderne soluzioni impiantistiche per il risparmio energetico*, Milano, Maggioli Editore.

Gulinelli, A. (2009) *"Criteri economici per la scelta dei trasformatori MT/BT"*, *Attualità Elettrotecnica,* n.° 11 novembre 2009, pp. 50-51.

IEC, Svizzera (1983) *IEC 757 Code for designation of colours, Ginevra, IEC*

IMS Research, Great Britain (2010) *The world market for medium voltage motor*, Wellingborough, IMS Research.

La Triveneta Cavi, Italia (2007) *Guida pratica*, Vicenza, La Triveneta Cavi.

Lapp Group, Italia (2007) *Live on Stage - New Products 2007*, Milano, Lapp Group.

Longobardi, T. (2009) "Breve analisi del calo dei consumi energetici in Italia", *ASPO-Italia*, 15, 5.

Marchesi, G. (1999) *Materiali per l'ingegneria elettrica*, Padova, Edizioni Libreria Progetto.

Marelli Motori, Italia (2009) *Catalogo tecnico motori asincroni trifasi a gabbia – Serie B5C-B5H – Grandezze 355-500,*Vicenza, Marelli Motori.

Martinelli, G. (2005), *Appunti del corso "Macchine elettriche speciali",* Padova.

Martini, Z. *Portata di un cavo in MT.* <http://www.electroportal.net>, 2002.

Martini, Z. *Collegamenti dei trasformatori trifase.* <http://www.electroportal.net>, 2003.

Martini, Z. *Motori coppia.* <http://www.electroportal.net>, 2005.

Martini, Z. *Motori elettrici.* <http://www.electroportal.net>, 2005.

Mazzoldi, P., Nigro, M. e Voci, C. (2003) *Fisica volume I*, Padova, EdiSES.

Merlin Gerin, Italia (2003) *Trasformatori in resina - T-Cast – Catalogo tecnico*, Milano, Merlin Gerin.

Ministero dell'Ambiente , Italia (2006a), *Direttiva "Emission trading".* <http://www.minambiente.it>, Roma, Ministero dell'Ambiente.

Ministero dell'Ambiente , Italia (2006b), *Il mercato delle quote CO2.* <http://www.minambiente.it>, Roma, Ministero dell'Ambiente.

Ministero dello Sviluppo Economico, Italia (2007), *Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica 2007,* Roma, Ministero dello Sviluppo Economico.

Ministero dello Sviluppo Economico, Italia (2008), *Decreto 9 aprile 2008,* Roma, Ministero dello Sviluppo Economico.

Ministero dello Sviluppo Economico, Italia (2010), *Bilancio Energetico Nazionale 2008,* Roma, Ministero dello Sviluppo Economico.

Paolucci, A. (1997) *Lezioni di Impianti elettrici*, Padova, CLEUP Editore.

Paolucci, A. (1998) *Trasmissione dell'energia elettrica*, Padova, CLEUP Editore.

Parker Hannifin, Francia (2008) *Torque Motors for Extruders - Solutions for the plastics industry - Catalogo tecnico*, Dijon Cedex, Parker Hannifin.

Poggi, M. (1980) (a cura di) *Manuale del perito industriale, Italia, Cremonese.*

Prysmian Cables & Systems, Italia (2008) *Plant & Petrochem Cables General Catalogue*, Milano, Prysmian Cables & Systems.

Siemens, Deutschland (2008a) *DC motors – Sizes 160 to 630 – 31,5 kW to 1610 kW*, Munich, Siemens.

Siemens, Deutschland (2008b) *IEC Squirrel-Cage Motors - Frame sizes 56 to 450 - Power range 0.06 to 1250 kW - Catalog D 81.1 2008*, Munich, Siemens.

Siemens, Deutschland (2008c) *Sinumerik & Sinamics – Sistemi di automazione per macchine di lavorazione*, Munich, Siemens.

SMS Sistemi e microsistemi, Italia (2005) *Guida alla compatibilità elettromagnetica,* Bologna, SMS Sistemi e microsistemi.

Technai Team, Italia (2010) *Linea di Motori Torque - Serie: MK-C - Catalogo tecnico*, Varese, Technai Team.

Tesar, Italia (2009) *Manuale di installazione, uso e manutenzione,* Arezzo, Tesar.

Tomassetti, G. *L'interesse alla gestione efficiente dell'energia.* <http://em.fire-italia.org>, 2003.

UNI, Italia (2009), *UNI CEI EN 16001:2009 Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso,* Milano, UNI.

Valentini, G. e Vignati, S. (2006), Risparmiare energia elettrica per essere più competitivi, in *Dissemination, Extension, Application of Motor Challende Program,* Roma.

Vignati, S. e Ferrero, E. (2002) "I motori ad alta efficienza", *Gestione Energia,* n.°4/2002.

Zingales, G., De Paoli, L. e Berra, P. (1997) *Appunti per il corso di economia della fonti di energia,* Padova, CLEUP Editrice.